

2007-03-21

**SELECCIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA**



E: SELECTION OF ELECTRIC ENERGY MEASUREMENT
EQUIPMENT

CORRESPONDENCIA:

DESCRIPTORES: electrotecnia; energía eléctrica; equipos
de medición; medidor de energía;
selección de equipo de medición.

I.C.S.: 17.220.20

Editada por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC)
Apartado 14237 Bogotá, D.C. - Tel. (571) 6078888 - Fax (571) 2221435

Prohibida su reproducción

Segunda actualización
Editada 2007-03-28

PRÓLOGO

El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, **ICONTEC**, es el organismo nacional de normalización, según el Decreto 2269 de 1993.

ICONTEC es una entidad de carácter privado, sin ánimo de lucro, cuya Misión es fundamental para brindar soporte y desarrollo al productor y protección al consumidor. Colabora con el sector gubernamental y apoya al sector privado del país, para lograr ventajas competitivas en los mercados interno y externo.

La representación de todos los sectores involucrados en el proceso de Normalización Técnica está garantizada por los Comités Técnicos y el período de Consulta Pública, este último caracterizado por la participación del público en general.

La NTC 5019 (Segunda actualización) fue ratificada por el Consejo Directivo del 2007-03-21.

Esta norma está sujeta a ser actualizada permanentemente con el objeto de que responda en todo momento a las necesidades y exigencias actuales.

A continuación se relacionan las empresas que colaboraron en el estudio de esta norma a través de su participación en el Comité Técnico 144 Medidores de energía.

ALDANA METERS LTDA.	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI
CEDELCA	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NORTE DE SANTANDER	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO - EPSA-
CHEC	INELCA
CODENSA	INGEMERC
COLTAVIRA	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A.
COMPAÑÍA AMERICANA DE	MEDER S.A.
MULTISERVICIOS -CAM-	MTE LTDA.
DISICO	SERVIMETERS
DIGITRON	SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	PÚBLICOS DOMICILIARIOS
ELECTROCOSTA	RYMEL INGENIERÍA
ELGSIS	

Además de las anteriores, en Consulta Pública el Proyecto se puso a consideración de las siguientes empresas:

CIDET	EMPRESA DE ENERGÍA DE
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL TOLIMA	CUNDINAMARCA
S.A E.S.P	EMPRESAS DE ENERGÍA DE PEREIRA
COLREDES DE OCCIDENTE S.A.	HAP ELECTRÓNICA
COMISIÓN DE REGULACIÓN DE	INGENIERÍA Y REPRESENTACIONES
ENERGÍA Y GAS - CREG	INCOMELEC
DINTEC	INPEL
ELECTRIFICADORA DEL META	
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ	

INRESA
MEK LTDA.
MEGASA
METRELEC INGENIERÍA LTDA.
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
PAFAL
SELDA LTDA.
SUATELL LTDA.
SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y
COMERCIO

TRANSFORMADORES C&CO ENERGY
LTDA.
UNIDADES TECNOLÓGICAS DE
SANTANDER
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE
OCCIDENTE
UNIVERSIDAD DEL VALLE
UPS REDES

ICONTEC cuenta con un Centro de Información que pone a disposición de los interesados normas internacionales, regionales y nacionales y otros documentos relacionados.

DIRECCIÓN DE NORMALIZACIÓN

CONTENIDO

	Página
1. OBJETO.....	1
2. ALCANCE	1
2.1 PARA MEDIDORES DE ENERGÍA	1
2.2 PARA TRANSFORMADORES DE TENSIÓN	1
2.3 PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	1
3. REFERENCIAS NORMATIVAS.....	2
4. DEFINICIONES	3
4.1 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	3
4.2 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LOS MEDIDORES DE ENERGÍA.....	4
4.3 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LOS TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS DE MEDIDA DE TENSIÓN.....	5
4.4 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LOS TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS DE MEDIDA DE CORRIENTE.....	6
4.5 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LOS ENSAYOS Y CALIBRACIONES.....	7
5. GENERALIDADES	7
5.1 NIVELES DE TENSIÓN	7
5.2 TIPOS DE MEDICIÓN SEGÚN SU CONEXIÓN.....	8
5.3 CLASIFICACIÓN DEL MEDIDOR DE ENERGÍA POR SU COMPLEJIDAD.....	8
6. CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA	9

	Página
6.1 CONFORMACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA	9
6.2 NORMAS DE FABRICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA.....	9
6.3 SELECCIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA	10
6.4 SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA	10
6.5 EQUIPOS AUXILIARES	18
7. ESQUEMAS DE CONEXIÓN	19
7.1 ESQUEMAS DE CONEXIÓN PARA MEDICIÓN DIRECTA.....	19
7.2 ESQUEMAS DE CONEXIÓN PARA MEDICIÓN SEMI-DIRECTA.....	24
7.3 ESQUEMAS DE CONEXIÓN PARA MEDICIÓN INDIRECTA	29
8. SÍMBOLOS PARA MEDIDORES	37
9. PRUEBAS Y ENSAYOS PARA LOS EQUIPOS DE MEDIDA	37
10. REQUISITOS DE PARAMETRIZACIÓN	37
11. DISPOSITIVOS DE SALIDA	38
11.1 REQUISITOS APLICABLES A TODOS LOS MEDIDORES (ELECTROMECAÑICOS Y ESTÁTICOS)	38
11.2 REQUISITOS APLICABLES A TODOS LOS MEDIDORES ESTÁTICOS	38
11.3 REQUISITOS APLICABLES A LOS MEDIDORES MULTIFUNCIÓN	38
11.4 REQUISITOS APLICABLES A LOS MEDIDORES CON MULTIFUNCIÓN CON FUNCIONALIDAD ADICIONAL.....	38
12. INTERCAMBIO DE DATOS.....	39

FIGURAS

Figura 1. Esquema de conexiones, medidor monofásico bifilar para medición directa, conexión simétrica	19
Figura 2. Esquema de conexiones, medidor monofásico bifilar para medición directa, conexión asimétrica	20
Figura 3. Esquema de conexiones, medidor monofásico trifilar para medición directa, conexión simétrica	20
Figura 4. Esquema de conexiones, medidor monofásico trifilar para medición directa, conexión asimétrica.....	21
Figura 5. Esquema de conexiones, medidor bifásico trifilar para medición directa, conexión simétrica No.1	21
Figura 6. Esquema de conexiones, medidor bifásico trifilar para medición directa, conexión simétrica versión No. 2	22
Figura 7. Esquema de conexiones, medidor bifásico trifilar para medición directa, conexión asimétrica.....	22
Figura 8. Esquema de conexiones, medidor trifásico tetrafilar para medición directa, conexión simétrica	23
Figura 9. Esquema de conexiones, medidor trifásico tetrafilar para medición directa, conexión simétrica	23
Figura 10. Esquema de conexiones, medidor monofásico, trifilar de elemento y medio para medición semi-directa en un servicio de energía monofásico trifilar, conexión simétrica.....	24
Figura 11. Esquema de conexiones, medidor monofásico, trifilar de elemento y medio para medición semi-directa en un servicio de energía monofásico trifilar, conexión asimétrica.....	25
Figura 12. Esquema de conexiones, medidor trifásico, trifilar para medición semi-directa en un servicio de energía monofásico trifilar, conexión asimétrica	26
Figura 13. Esquema de conexiones, medidor trifásico, trifilar para medición semi-directa en un servicio de energía monofásico trifilar, conexión asimétrica	27

Figura 14. Esquema de conexiones, medidor trifásico, tetrafilar para medición semi-directa, conexión simétrica.....	28
--	-----------

Figura 15. Esquema de conexiones, medidor trifásico, tetrafilar para medición semi-directa, conexión asimétrica.....	29
---	-----------

Figura 16. Esquema de conexiones, medidor trifásico, trifilar para medición indirecta en dos elementos, conexión asimétrica (conexión aaron o delta abierta)	30
---	-----------

Figura 17. Esquema de conexiones, medidor trifásico, trifilar para medición indirecta en dos elementos, conexión asimétrica	31
--	-----------

Figura 18. Esquema de conexiones, medidor trifásico, tetrafilar para medición indirecta en dos elementos, conexión simétrica (conexión aaron o delta abierta)	33
--	-----------

Figura 19. Esquema de conexiones, medidor trifásico, tetrafilar para medición indirecta en dos elementos, conexión asimétrica.....	34
---	-----------

Figura 20. Esquema de conexiones, medidor trifásico, tetrafilar para medición indirecta en tres elementos, conexión simétrica	35
--	-----------

Figura 21. Esquema de conexiones, medidor trifásico, trifilar para medición indirecta en tres elementos, conexión asimétrica	36
---	-----------

TABLAS

Tabla 1. Clasificación del medidor de energía eléctrica por su complejidad	9
---	----------

Tabla 2. Selección de los medidores de energía.....	12
--	-----------

Tabla 3. Medidores de energía y sus características eléctricas	14
---	-----------

Tabla 4. Relación de transformación de t.c. para mediciones semi-directas.....	15
---	-----------

Tabla 5. Relación de transformación de t.c. para mediciones indirectas.....	15
--	-----------

Tabla 6. Selección de transformadores de medida.....	18
---	-----------

SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. OBJETO

El propósito de esta norma es establecer las características adecuadas de los equipos utilizados para medición de energía eléctrica (medidores, transformadores para instrumentos de medida, equipos auxiliares de medida, etc). Las características de estos equipos están definidas en función de las características propias de la instalación eléctrica en el punto de conexión y de las características propias de la carga a medir.

2. ALCANCE

Las características de los equipos de medida a las cuales se refiere esta norma son las siguientes:

2.1 PARA MEDIDORES DE ENERGÍA

La tensión de referencia, la frecuencia nominal, la corriente básica, la corriente nominal, la corriente máxima, la clase de exactitud, el número de fases, el número de hilos, el número de elementos y la cargabilidad.

2.2 PARA TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

La tensión primaria nominal, la tensión secundaria nominal, la relación de transformación nominal, la frecuencia nominal, la clase de exactitud y la carga nominal (*Burden*).

2.3 PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

La corriente primaria nominal, la corriente secundaria nominal, la corriente térmica nominal de corta duración, la corriente dinámica nominal, la relación de transformación nominal, la frecuencia nominal, la clase de exactitud y la carga nominal (*Burden*).

Esta norma aplica solo a equipos para propósitos de medida; no aplica a equipos para propósitos de protección.

3. REFERENCIAS NORMATIVAS

Los siguientes documentos normativos referenciados son indispensables para la aplicación de este documento normativo. Para referencias fechadas, se aplica únicamente la edición citada. Para referencias no fechadas, se aplica la última edición del documento normativo referenciado (incluida cualquier corrección).

NTC 2205:2004, Transformadores de medida. Transformadores de corriente (IEC 60044-1).

NTC 2207:2004, Transformadores de medida. Transformadores de tensión inductivos (IEC 60044-2).

NTC 2147:2003, Equipos de medición de energía eléctrica (c.a.). Requisitos particulares. Medidores estáticos de energía activa (Clases 0,2 S y 0,5 S) (IEC 62053-22).

NTC 2148:1989, Electrotecnia. Medidores de energía reactiva (IEC 60145).

NTC 2288:2003, Equipos de medición de energía eléctrica (c.a.). Requisitos particulares. Medidores electromecánicos de energía activa (Clases 0,5, 1 y 2) (IEC 62053-11).

NTC 4052:2003, Equipos de medición de energía eléctrica (c.a.). Requisitos particulares. Medidores estáticos de energía activa (Clases 1 y 2) (IEC 62053-21).

NTC 4167:2004, Medición de electricidad, tarifa y control de carga. Requisitos particulares para interruptores temporizados.

NTC 4340:1997, Símbolos para medidores de energía de corriente alterna.

NTC 4440: 1998, Intercambio de datos para la lectura de medidores, tarifa y control de carga. intercambio de datos locales directos (IEC 61107).

NTC 4540: 2005, Transformadores de medida. Transformadores combinados. (IEC 60044-3).

NTC 4569:2003, Equipos de medición de energía eléctrica (c.a.). Requisitos particulares. Medidores estáticos de energía reactiva (Clases 2 y 3) (IEC 62053-23).

NTC 4856:2004, Verificación inicial y posterior de medidores de energía eléctrica.

IEC 60044-5, 2004, Instrument Transformers. Part 5: Capacitor Voltage Transformers.

NTC-ISO-IEC 17025, Requisitos generales de competencia de laboratorios de ensayo y calibración.

Serie IEC 62055, Electricity Metering. Payment Systems

IEC 62056-21:2002, Electricity Metering. Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control. Part 21: Direct Local Data Exchange.

Serie IEC 62056, Electricity Metering. Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control.

ANSI/IEEE 57.13:1993, *IEEE Standard for Instrument Transformers.*

ANSI C12.18, Protocol Specification for ANSI Type 2 Optical Port.

ANSI C12.19, Utility Industry end Device Data Tables.

ANSI C12.21, Protocol Specification for Telephone Modem Communication.

4. DEFINICIONES

Para los propósitos de esta norma, aplican las siguientes definiciones:

4.1 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA

4.1.1 Instalación eléctrica. Conjunto de aparatos eléctricos y de circuitos asociados, previstos para un fin particular: generación, transmisión, transformación, rectificación, conversión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

4.1.2 Punto de conexión. Punto de conexión eléctrico en el cual el equipo de un usuario está conectado a un sistema eléctrico, para propósito de transferir energía eléctrica entre las partes.

4.1.3 Acometida eléctrica. Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios la acometida llega hasta el registro de corte general

4.1.4 Equipo de medida. Conjunto de dispositivos destinados a la medición o registro del consumo.

4.1.5 Tipo de servicio. Característica de una instalación eléctrica relacionada con el número de fases y el número de hilos de una acometida eléctrica. Los tipos de servicio considerados en la presente norma son los siguientes:

4.1.5.1 Servicio monofásico bifilar. Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por un conductor correspondiente a la fase y un conductor correspondiente al neutro. La fase y el neutro pueden provenir de un transformador de potencia monofásico o trifásico.

4.1.5.2 Servicio monofásico trifilar. Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por dos conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro provenientes de un transformador de potencia monofásico.

4.1.5.3 Servicio bifásico trifilar. Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por dos conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro provenientes de un transformador de potencia trifásico.

4.1.5.4 Servicio trifásico trifilar. Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores correspondientes a las fases provenientes de un transformador de potencia trifásico.

4.1.5.5 Servicio trifásico tetrafilar. Corresponde a una instalación eléctrica en la cual la acometida está conformada por tres conductores correspondientes a las fases y un conductor correspondiente al neutro provenientes de un transformador de potencia trifásico.

4.1.6 Carga o capacidad instalada. Carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.

4.1.7 Corriente a plena carga. Valor de corriente máxima en una instalación eléctrica calculado con base en la capacidad instalada.

Para instalaciones con transformador de potencia exclusivo la capacidad instalada corresponde a la potencia aparente nominal del transformador.

El valor de la corriente debe ser calculado con base en las siguientes fórmulas:

- Para servicios monofásicos bifilares:
$$I_{pc} = \frac{S_t}{V_{fn}}$$
- Para servicios monofásicos trifilares:
$$I_{pc} = \frac{S_t}{V_{ff}}$$
- Para servicios bifásicos trifilares:
$$I_{pc} = \frac{S_t}{2V_{fn}}$$
- Para servicios trifásicos trifilares o tetrafilares:
$$I_{pc} = \frac{S_t}{\sqrt{3} V_{ff}}$$

en donde

- S_t es la capacidad instalada
- I_{pc} es la corriente a plena carga
- V_{fn} es la tensión fase a neutro en la instalación eléctrica
- V_{ff} es la tensión fase a fase en la instalación eléctrica

4.2 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LOS MEDIDORES DE ENERGÍA

4.2.1 Medidor electromecánico. Medidor en el cual los flujos producidos por las corrientes que circulan en bobinas fijas, reaccionan con las corrientes inducidas por estos flujos en un elemento móvil, generalmente un disco, haciéndolo mover de tal forma que el número de revoluciones es proporcional a la energía a ser medida.

4.2.2 Medidor estático. Medidor en el cual la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir una salida proporcional a la energía a ser medida.

4.2.3 Medidor de energía activa. Instrumento destinado a medir la energía activa mediante la integración de la potencia activa con respecto al tiempo.

4.2.4 Medidor de energía reactiva. Instrumento destinado a medir la energía reactiva mediante la integración de la potencia reactiva con respecto al tiempo.

4.2.5 Medidor multi-tarifa. Medidor de energía provisto de un número de registros, cada uno de los cuales opera en intervalos de tiempo específicos correspondientes a tarifas diferentes.

4.2.6 Corriente básica (I_b). Valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor de conexión directa.

4.2.7. Corriente nominal (I_n). Valor de la corriente de acuerdo con el cual se fija el desempeño de un medidor conectado a transformadores.

4.2.8 Corriente máxima ($I_{m\acute{a}x}$). Máximo valor de la corriente que admite el medidor cumpliendo los requisitos de exactitud de la norma respectiva.

NOTA Para medidores conectados a través de transformadores de corriente, la corriente máxima del medidor corresponde al valor de la corriente máxima admisible en el secundario del transformador de corriente. Los valores normalizados de la corriente máxima son 120 %, 150 % y 200 % de la corriente nominal.

4.2.9 Cargabilidad. Relación entre la corriente máxima y la corriente básica o la corriente nominal de un medidor de energía.

4.2.10 Tensión nominal o de referencia (V_n). Valor de la tensión en función de la cual se fija el desempeño del medidor.

4.2.11 Frecuencia nominal o de referencia. Valor de la frecuencia en función de la cual se fija el desempeño del medidor.

4.2.12 Índice de clase. Número que expresa el límite del error porcentual admisible para todos los valores del rango de corriente entre $0,1 I_b$ e $I_{m\acute{a}x}$, o entre $0,05 I_n$ e $I_{m\acute{a}x}$ con factor de potencia unitario (y en caso de medidores polifásicos con cargas balanceadas) cuando el medidor se ensaya bajo condiciones de referencia (incluyendo las tolerancias permitidas sobre los valores de referencia) tal como se define en la parte relativa a requerimientos particulares.

4.2.13 Medidor de energía prepago. Equipo de medida o dispositivo que permite el control de la entrega y registro del consumo al suscriptor o usuario, de una cantidad de energía eléctrica por la cual paga anticipadamente.

4.2.14 Prepago. Compra de energía con anterioridad a su consumo, en un sistema de comercialización prepago

4.2.15 Sistema de comercialización prepago. Modalidad de prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica o de gas combustible al usuario final, que no requiere las actividades de lectura del medidor, reparto de facturación al domicilio y gestión de cartera en relación con el consumo, por cuanto el consumo se ha prepago.

4.2.16 Sistema de medición prepago. Conjunto de hardware y software que permite el funcionamiento de un sistema de comercialización prepago.

4.2.17 Sistema de medición centralizada. Sistema de medición de energía eléctrica agrupado en cajas de medida, integrado por medidores (tarjetas electrónicas de medida o medidores individuales), transformadores de medida (cuando aplique) y equipo de comunicación, que cuentan con operación remota para realizar lectura, suspensión, reconexión, etc.

4.3 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LOS TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS DE MEDIDA DE TENSIÓN

4.3.1 Transformador para instrumentos. Transformador previsto para alimentar instrumentos de medida, medidores, relés y otros aparatos similares.

4.3.2 Transformador de tensión (t.t). Transformador para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso, es substancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

4.3.3 Tensión primaria nominal. Valor de la tensión primaria que aparece en la denominación del transformador y en la cual se basa su funcionamiento.

4.3.4 Tensión secundaria nominal. Valor de la tensión secundaria que aparece en la denominación del transformador y en la cual se basa su funcionamiento.

4.3.5 Relación de transformación nominal. Relación entre la tensión primaria nominal y la tensión secundaria nominal.

4.3.6 Clase de exactitud. Designación asignada a un transformador de tensión cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados para las condiciones de uso prescritas.

4.3.7 Carga nominal (*Burden*). Valor de la carga sobre el cual están basados los requisitos de exactitud del t.t establecidos en la NTC 2207.

4.4 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LOS TRANSFORMADORES PARA INSTRUMENTOS DE MEDIDA DE CORRIENTE

4.4.1 Transformador de corriente (t.c.). Transformador para instrumentos en el cual la corriente secundaria, en condiciones normales de uso, es substancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero para una dirección apropiada de las conexiones.

4.4.2 Corriente primaria nominal. El valor de la corriente primaria en la cual se basa el funcionamiento del transformador.

4.4.3 Corriente secundaria nominal. El valor de la corriente secundaria en la cual se basa el funcionamiento del transformador.

4.4.4 Relación de transformación nominal. La relación entre la corriente primaria nominal y la corriente secundaria nominal.

4.4.5 Corriente primaria nominal extendida. El valor de la corriente primaria, por encima del valor de la corriente primaria nominal, hasta el cual se garantizan los requerimientos de exactitud del t.c definidos en la NTC 2205 para la corriente primaria nominal.

4.4.6 Factor de cargabilidad. Relación entre la corriente primaria nominal extendida y la corriente primaria nominal del t.c.

4.4.7 Clase de exactitud. Designación asignada a un transformador de corriente cuyos errores permanecen dentro de los límites especificados bajo las condiciones de uso prescritas.

4.4.8 Carga nominal (*Burden*). Valor de la carga en el cual se basan los requisitos de exactitud del t.c. establecidos en la NTC 2205.

4.4.9 Corriente térmica nominal de corta duración (I_{th}). valor eficaz de la corriente primaria que un transformador soportará durante 1 s sin sufrir efectos perjudiciales, cuando el secundario está en cortocircuito.

4.4.10 Corriente dinámica nominal (I_{dyn}). Valor pico de la corriente primaria que un transformador soportará sin sufrir daño eléctrico o mecánico debido a las fuerzas electromagnéticas resultantes, cuando el devanado secundario está en cortocircuito.

4.5 DEFINICIONES RELACIONADAS CON LOS ENSAYOS Y CALIBRACIONES

4.5.1 Acreditación. Procedimiento mediante el cual se reconoce la competencia técnica y la idoneidad de organismos de certificación e inspección, así como de laboratorios de ensayo y de metrología (calibración)

4.5.2 Organismo de acreditación. Entidad que acredita y supervisa los organismos de certificación, los laboratorios de ensayo y de calibración que hacen parte del Sistema Nacional de Normalización, Certificación y Metrología

4.5.3 Laboratorio acreditado. Laboratorio de ensayos o de calibración, reconocido por un organismo de acreditación, que cumple con los requisitos de competencia técnica establecidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025.

4.5.4 Verificación inicial. Verificación que se realiza a un medidor antes de ser instalado en una red eléctrica.

4.5.5 Verificación posterior. Verificación que se realiza a un medidor retirado de su sitio de instalación para comprobar el estado en el cual venía funcionando.

4.5.6 Calibración. Conjunto de operaciones que establecen, bajo condiciones específicas, la relación entre los valores de las magnitudes que indique un instrumento de medición o un sistema de medición, o los valores representados por una medida materializada o por un material de referencia, y los valores correspondientes determinados por medio de los patrones.

NOTAS

- El resultado de una calibración permite bien sea asignar a las indicaciones los valores de las magnitudes por medir, o determinar las correcciones con respecto a las indicaciones.
- Una calibración también puede determinar otras propiedades metrológicas tales como el efecto de las magnitudes de influencia.
- El resultado de una calibración se puede registrar en un documento que a veces se llama certificado de calibración o informe de calibración.

4.5.7 Ajuste de un instrumento de medición. Operación de ubicar un instrumento de medición en un estado de funcionamiento adecuado para su uso.

NOTA El ajuste puede ser automático, semiautomático o manual.

5. GENERALIDADES

5.1 NIVELES DE TENSIÓN

Los niveles de tensión se encuentran establecidos, así:

5.1.1 Extra alta tensión (EAT). Los de tensión nominal entre fases superior a 220 kV.

5.1.2 Alta tensión (AT). Los de tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor o igual a 220 kV.

5.1.3 Media tensión (MT). Los de tensión nominal superior a 1 kV e inferior a 57,5 kV.

5.1.4 Baja tensión (BT). Los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1 kV.

5.1.5 Muy baja tensión. Los de tensión nominal menor a 25 V.

5.1.6 Toda instalación eléctrica debe asociarse a uno de los anteriores niveles de tensión. Si en la instalación existen circuitos o elementos en los que se utilicen distintas tensiones, el conjunto del sistema se clasificará, para efectos prácticos, en el grupo correspondiente al valor de la tensión nominal más elevada.

NOTA Los niveles de tensión se definieron de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.

5.2 TIPOS DE MEDICIÓN SEGÚN SU CONEXIÓN

Dependiendo del nivel de tensión (NT) y de la magnitud de la carga a la cual se le va a medir el consumo de energía, la medición puede ser realizada en forma directa, semi-directa o indirecta.

5.2.1 Medición directa

Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga.

5.2.2 Medición semi-directa

Tipo de conexión en el cual las señales de tensión que recibe el medidor son las mismas que recibe la carga y las señales de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de corriente (t.c.) utilizados para transformar las corrientes que recibe la carga.

5.2.3 Medición indirecta

Tipo de conexión en el cual las señales de tensión y de corriente que recibe el medidor provienen de los respectivos devanados secundarios de los transformadores de tensión (t.t.) y de corriente (t.c.) utilizados para transformar las tensiones y corrientes que recibe la carga.

5.3 CLASIFICACIÓN DEL MEDIDOR DE ENERGÍA POR SU COMPLEJIDAD

Las funciones desarrolladas por un equipo de medida se pueden clasificar como sigue:

- funciones con impacto en la facturación, tales como la medida, entradas de impulso y control, control de tarifa, retención de información de facturación;
- funciones sin impacto en la facturación, pero sensibles al usuario tales como una indicación de información auxiliar;
- funciones auxiliares, tales como programación remota, lectura remota y salida de información al cliente, y otras medidas tales como valores instantáneos o calidad de suministro, cuando éstas no son parte del proceso de facturación.

La Tabla 1 contiene la clasificación del medidor de energía eléctrica según su complejidad.

Tabla 1. Clasificación del medidor de energía eléctrica por su complejidad

Clasificación	Descripción
Básicos	Medidores de energía sencillos, sin dispositivos internos de control de carga o tarifa; con o sin salida de impulso; con o sin puerto de comunicación óptico
Multienenergía	Medidores que, en una única carcasa, miden más de un tipo de energía, con o sin salida de impulso; con o sin puerto de comunicación óptico
Multifunción	Medidores básicos o de multienenergía, que incluyen funciones adicionales a las metrológicas básicas, tales como registro de demanda máxima, registro de tiempo de uso, dispositivo de control de tarifa y/o carga, como un interruptor horario o un receptor de telemando centralizado
Medidores con funciones adicionales	Medidores con otras unidades funcionales como PLC, comunicación telefónica o por radio, lectores de bonos de pago, etc...

6. CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA

6.1 CONFORMACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA

6.1.1 Equipo para medición directa

Para la medición directa se utiliza únicamente el (los) medidor(es) de energía (activa y/o reactiva).

6.1.2 Equipo para medición semi-directa

Para la medición semi-directa de energía se utiliza el (los) medidor(es) de energía (activa y/o reactiva) y un transformador de corriente (t.c.) por cada fase que alimenta la carga. En este tipo de medición, la conexión de las señales de corriente provenientes de los devanados secundarios de los t.c. y de las señales de tensión provenientes de la acometida, al medidor, debe realizarse mediante un bloque de pruebas.

6.1.3 Equipo para medición indirecta

Para la medición indirecta de energía se utiliza un medidor estático multifuncional de energía y un juego de transformadores de medida compuesto por transformadores de corriente (t.c.) y transformadores de tensión (t.t.). El número de t.c. y de t.t. se selecciona con base en el número de fases, el número de hilos y el nivel de tensión de la red en el punto en el cual se realiza la medida.

En este tipo de medición, la conexión de las señales de corriente provenientes de los devanados secundarios de los t.c. y de las señales de tensión provenientes de los devanados secundarios de los t.t., al medidor, debe realizarse mediante un bloque de pruebas excepto para aquellos medidores que tienen incorporado un mecanismo similar a este.

6.2 NORMAS DE FABRICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Los medidores de energía, los transformadores de tensión (t.t.) y los transformadores de corriente (t.c.) se ajustarán a lo establecido en las siguientes normas técnicas o aquellas que las modifiquen o sustituyan:

6.2.1 Normas de fabricación de los medidores de energía

Dependiendo del tipo de medición los medidores deberán cumplir con lo establecido en las siguientes NTC:

- NTC 4052, *Equipos de medición de energía eléctrica (c.a.). Requisitos particulares, medidores estáticos de energía activa Clases 1 y 2.* (IEC 62053-21)
- NTC 2147, *Equipos de medición de energía eléctrica (c.a.). Requisitos particulares, medidores estáticos de energía activa Clases 0,2S y 0,5S.* (IEC 62053-22)
- NTC 4569, *Equipos de medición de energía eléctrica (c.a.). Requisitos particulares, medidores estáticos de energía reactiva Clases 2 y 3.* (IEC 62053-23)
- NTC 2288, *Equipos de medición de energía eléctrica (c.a.). Requisitos particulares, medidores electromecánicos de energía activa (Clases 0,5, 1 y 2).* (IEC 62053-11)
- NTC 2148, *Electrotecnia. Medidores de energía reactiva.* (IEC 60145)
- Serie IEC 62055, *Electricity Metering. Payment Systems*

El Sistema de Medición Centralizado debe cumplir con los requisitos establecidos en las normas de fabricación de medidores de energía eléctrica.

El sistema de comunicación debe cumplir con los requisitos establecidos en las normas que conforman la serie IEC 62056 o ANSI/IEEE (que aplique) y otras complementarias.

6.2.2 Normas de fabricación de los transformadores de medida

- NTC 2205, *Transformadores de medida. Transformadores de corriente.* (IEC 60044-1)
- NTC 2207, *Transformadores de medida. Transformadores de Tensión inductivos.* (IEC 60044-2)
- NTC 4540, *Transformadores de medida. Transformadores combinados.* (IEC 60044-3)
- IEC 60044-5, *Instrument transformers. Part 5: Capacitor Voltage Transformers.*
- ANSI/IEEE 57.13, *IEEE Standard for instrument Transformers.*

6.3 SELECCIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA

Los medidores de energía se seleccionarán de acuerdo con lo indicado en la Tabla 2; las características eléctricas de los medidores se indican en la Tabla 3.

6.4 SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA

6.4.1 Selección de transformadores de corriente

6.4.1.1 Corriente primaria nominal

La corriente primaria nominal del transformador de corriente se debe seleccionar de tal forma que el valor de la corriente a plena carga en el sistema eléctrico al cual está

conectado el transformador de corriente, esté comprendida entre el 80 % de la corriente nominal y la corriente nominal multiplicada por el factor de cargabilidad del t.c., es decir:

$$0,8I_{pn} \leq I_{pc} \leq I_{pn} \times FC$$

en donde

I_{pc}	=	es la corriente a plena carga (véase el numeral 4.1.7) del sistema eléctrico en el punto donde será conectado el transformador de corriente.
I_{pn}	=	es la corriente primaria nominal del transformador de corriente seleccionado.
FC	=	es el factor de cargabilidad del t.c. (véase el numeral 4.4.6)

Las Tablas 4 y Tabla 5, a manera de ejemplo, definen la relación de transformación de los t.c. para mediciones semi-directas y para mediciones indirectas respectivamente. Estas tablas establecen la relación de transformación en función de la carga instalada y la tensión en el punto de conexión de los t.c.

Se permitirá la selección de un transformador de corriente donde I_{pc} esté por fuera del rango anteriormente establecido siempre y cuando se cuente con un informe de calibración expedido por un laboratorio acreditado que garantice la exactitud en dichos valores y la seguridad para los equipos asociados a este.

6.4.1.2 Corriente secundaria nominal

El valor normalizado de corriente secundaria nominal es 5 A. En casos especiales se permite la instalación de t.c. con corriente nominal secundaria de 1 A.

Tabla 2. Selección de los medidores de energía

Tipo de medición	Tipo de servicio	Capacidad instalada (CI) en kVA	Descripción del medidor ^{1) 2)}				
			Medidor	Energía ³⁾	Clasificación ⁴⁾	Clase ⁵⁾	
						Electromecánico	Estático ⁶⁾
Directa	Monofásico bifilar	≤ 12	Monofásico bifilar	Activa	Básico	2	1
	Monofásico trifilar	≤ 24	Monofásico trifilar ó Bifásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y Reactiva	Multienergía	--	1 2
	Bifásico trifilar	≤ 24	Bifásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y Reactiva	Multienergía	--	1 2
	Trifásico tetrafilar	≤ 36	Trifásico tetrafilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y Reactiva	Multienergía	--	1 2
Semi-directa	Monofásico trifilar	> 24	Monofásico trifilar ó Trifásico trifilar	Activa y Reactiva	Multifunción	--	1 2
	Trifásico tetrafilar	> 36	Trifásico tetrafilar	Activa y Reactiva	Multifunción	--	1 ó 0,5S ¹⁰⁾ 2
Indirecta	Trifásico trifilar	>112.5	Trifásico trifilar ⁷⁾ ó Trifásico tetrafilar ⁸⁾	Activa y Reactiva	Multifunción	--	0,5S 2
			Trifásico tetrafilar ⁹⁾	Activa y Reactiva	Multifunción	--	0,2S 2

Tabla 2. (Final). Selección de los medidores de energía

- 1) En la medición de energía eléctrica en plantas de generación y en puntos de conexión con tensiones superiores a 230 kV, se requiere la instalación de un medidor principal y uno de respaldo; ambos medidores (principal y de respaldo) deberán cumplir los criterios de selección indicados en la Tabla 1.
- 2) Para los casos definidos por el ente regulador, el medidor seleccionado podrá ser un Medidor Prepago.
- 3) Se debe instalar medidor de energía reactiva cuando la Capacidad Instalada (CI) sea mayor de 15 kVA, excepto para los casos que el ente regulador especifique.
- 4) Para toda instalación eléctrica con capacidad instalada (CI) mayor que 300 kVA el medidor debe ser multifunción con funciones adicionales. En el numeral 10 se definen los aspectos relacionados con la funcionalidad para la parametrización, en el numeral 11 los aspectos relacionados con los dispositivos de salida y en el numeral 12 los aspectos relacionados con el intercambio de datos.
- 5) Los índices de clase especificados corresponden a valores máximos; es decir, que se pueden instalar medidores con índices de clase de menor valor a lo exigido, por ejemplo, donde se especifica un índice de clase 2 se puede instalar un medidor Clase 1.
- 6) Para medición indirecta se debe seleccionar el menor índice de clase de exactitud normalizado para energía reactiva. En el momento de la publicación de esta norma el menor índice de clase normalizado para energía reactiva es 2.
- 7) Para puntos de conexión en el nivel de media tensión (MT) en las cuales el primario del transformador de potencia es una delta.
- 8) Para puntos de conexión con tensiones menores a 57,5 kV o transferencias promedio horarias durante los últimos seis meses menores a 20 MWh, para cualquier conexión del primario del transformador de potencia.
- 9) Para puntos de conexión con tensiones mayores a 57,5 kV o transferencias promedio horarias durante los últimos seis meses mayores a 20 MWh, para cualquier conexión del primario del transformador de potencia.
- 10) En medición semi-directa, Cuando la capacidad Instalada (CI) sea mayor de 112,5 kVA el medidor de energía activa debe ser Clase 0,5S.
- 11) Para la medición de energía se puede seleccionar Sistemas de Medición Centralizada.

Tabla 3. Medidores de energía y sus características eléctricas

Tipo de medición	Medidor de energía	Características del medidor										
		No. F	No. H	No. E	V _r (V) ¹⁾	F _r (Hz)	I _b (A)		I _n ²⁾ (A)	I _{máx} ³⁾ (A)	CM (%)	
							Medidor Electromecánico	Medidor estático			Medidor electromecánico	Medidor estático
Directa	Activa, monofásico bifilar	1	2	1	120	60	≤ 15	≤ 10	-	≥ 60	≥ 400	≥ 600
	Activa, monofásico trifilar	1	3	1½	240							
	Activa, bifásico trifilar	2	3	2	2x120/208		≤ 30					
	Reactiva y/o activa, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x120/208							
Semi-directa	Activa, monofásico trifilar	1	3	1½	240		-	-	5	≥ 6	-	-
	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3x120							
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x120/208							
Indirecta	Activa y/o reactiva, trifásico trifilar	3	3	2	3x120							
	Activa y/o reactiva, trifásico tetrafilar	3	4	3	3x69,2/120							
CONVENCIONES												
No. F	Número de fases	No. H	Número de hilos	No. E:	Número de elementos	V _r	Tensión de referencia					
F _r	Frecuencia de referencia	I _b :	Corriente básica	I _n	Corriente nominal	I _{máx}	Corriente máxima					
CM	Cargabilidad del medidor											
1) Las tensiones de referencia indicadas en la Tabla 2 corresponden a las requeridas para medidores a conectar en un sistema con tensiones entre líneas de 208 V o 240 V y tensiones línea a neutro de 120 V. En general la tensión de referencia del medidor debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico en el punto de conexión del medidor. También se permite la instalación de medidores multi-rango de tensión, siempre y cuando la tensión nominal del sistema eléctrico, en el punto de conexión del medidor esté dentro de los rangos de tensiones para los cuales se garantiza la exactitud del medidor.												
2) En casos especiales la corriente nominal puede ser de 1 A y en dicho caso la corriente máxima debe ser mayor o igual a 2 A.												
3) Para medición directa, la corriente máxima del medidor debe ser superior a la corriente a plena carga en el punto de conexión. Para las mediciones semi-directas e indirectas la corriente máxima del medidor debe ser mayor o igual al valor resultante de multiplicar la corriente nominal del t.c. por su factor de sobrecarga												

Tabla 4. Relación de transformación de t.c. para mediciones semi-directas

Circuitos a 3 x 120/208 V		Circuitos a 3 x 127/220 V		Circuitos a 3 x 254/440 V		Circuitos a 120/240 V	
Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c
28 A 43	100/5	30 A 45	100/5	60 A 91	100/5	19 A 28	100/5
44 A 65	150/5	46 A 68	150/5	92 A 137	150/5	29 A 43	150/5
66 A 86	200/5	69 A 91	200/5	138 A 183	200/5	44 A 57	200/5
87 A 129	300/5	92 A 137	300/5	184 A 274	300/5	58 A 86	300/5
130 A 162	400/5	138 A 182	400/5	275 A 365	400/5	87 A 108	400/5
163 A 194	500/5	183 A 228	500/5	366 A 457	500/5	109 A 129	500/5
195 A 259	600/5	229 A 274	600/5	458 A 548	600/5	130 A 172	600/5
260 A 324	800/5	275 A 365	800/5	549 A 731	800/5	173 A 216	800/5
325 A 389	1 000/5	366 A 457	1 000/5	732 A 914	1000/5	217 A 259	1 000/5
390 A 467	1 200/5	458 A 548	1 200/5	915 A 1097	1200/5	260 A 311	1 200/5
468 A 648	1 600/5	549 A 731	1 600/5	1 098 A 1463	1600/5	312 A 438	1 600/5

Tabla 5. Relación de transformación de t.c. para mediciones indirectas

Circuitos a 11,4 kV		Circuitos a 13,2 kV		Circuitos a 34,5 kV	
Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c	Capacidad instalada (kVA)	Relación de los t.c
79 a 118	5/5	91 a 137	5/5	239 a 358	5/5
158 a 237	10/5	183 a 274	10/5	478 a 717	10/5
238 a 355	15/5	275 a 411	15/5	718 a 1 075	15/5
356 a 473	20/5	412 a 503	20/5	1 076 a 1 314	20/5
474 a 592	25/5	504 a 617	25/5	1 315 a 1 613	25/5
593 a 710	30/5	618 a 823	30/5	1 614 a 2 151	30/5
711 a 947	40/5	824 a 1 029	40/5	2 152 a 2 689	40/5
948 a 1 184	50/5	1 030 a 1 234	50/5	2 690 a 3 226	50/5
1 185 a 1 421	60/5	1 235 a 1 554	60/5	3 227 a 4 063	60/5
1 422 a 1 829	75/5	1 555 a 1 829	75/5	4 064 a 4 780	75/5
1 830 a 2 369	100/5	1 830 a 2 743	100/5	4 781 a 7 170	100/5
2 370 a 3 554	150/5	2 744 a 4 115	150/5	7 171 a 10 756	150/5
3 555 a 4 739	200/5	4 116 a 5 144	200/5	10 757 a 13 445	200/5

NOTA Para las Tablas 4 y Tabla 5, los rangos de capacidad instalada han sido definidos considerando un Factor de Cargabilidad del t.c. del 120 %. Para el caso de rangos de carga no contemplados en la Tabla 4 (por ejemplo 119 kVA a 157 kVA para circuitos a 11,4 kV puede especificarse un t.c. con Factor de cargabilidad del 150 % o del 200 % según sea el valor de la carga, o utilizarse un t.c. de relación 7,5/5 A.

6.4.1.3 Carga nominal

La carga nominal (*Burden*) del transformador de corriente debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario (incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor) esté comprendido entre el 25 % y el 100 % de su valor.

Para las Clases 0,2S y 0,5S el error de corriente porcentual (relación) y el desplazamiento de fase en la frecuencia nominal no deben exceder los límites de error establecidos en la NTC 2205, cuando la carga secundaria es cualquier valor entre el 25 % y 100 % de la carga nominal.

Para transformadores de corriente de exactitud Clase 0,1; 0,2 y 0,2 S y con una carga nominal que no exceda 15 VA, se puede especificar un rango de carga extendida. El error de corriente porcentual (relación) y el desplazamiento de fase no deben exceder los límites de error establecidos en la NTC 2205, cuando la carga secundaria es cualquier valor entre 1 VA y 100 % de la carga nominal.

NOTA Para los transformadores de corriente con una corriente secundaria nominal de 1 A, se puede acordar un límite de rango inferior a 1 VA.

Se permitirá que la carga conectada al transformador de corriente sea inferior al 25 % de la carga nominal siempre y cuando se cuente con un informe de calibración de laboratorio que garantice la exactitud en dichos valores.

6.4.1.4 Clase de exactitud

La clase de exactitud de los transformadores de corriente se debe seleccionar de acuerdo al nivel de tensión del punto de conexión en el sistema eléctrico y a la magnitud de la carga a la cual se desea efectuar medición de potencia y/o energía consumida, tal como se indica en la Tabla 6.

Tabla 6. Selección de transformadores de medida

Tipo de medición	Tipo de servicio	Nivel de tensión	Relación del t.c. (RTC) ¹⁾	Transformadores de medida		
				Tipo	Cantidad	Clase ²⁾
Semi-directa	Monofásico trifilar o Trifásico tetrafilar	BT	RTC ≤ 400/5 A	t.c.	2 ó 3	0,5 ó 0,6
			RTC > 400/5 A			0,5S
Indirecta	Trifásico trifilar	MT (1 kV < V ≤ 30 kV)	RTC ≤ 15/5 A	t.c.	2 ó 3	0,5 ó 0,6
				t.t.		
			RTC > 15/5 A	t.c.		0,5S
				t.t.		0,5 ó 0,6
		MT (30 kV < V < 57,5 kV)	Para todas las RTC	t.c.	2 ó 3	0,5S
				t.t.		0,5 ó 0,6
		AT y EAT	Para todas las RTC	t.c.	3	0,2S
				t.t.		0,2 ó 0,3

1) La relación de transformación de los transformadores de corriente en función de la carga instalada y del nivel de tensión se especifica en las Tablas 4 y 5.

2) Las clases de exactitud normalizadas son:

0,2, 0,2S, 0,5 y 0,5S para transformadores de corriente fabricados bajo la NTC 2205 (IEC 60044-1)

0,2 y 0,5 para transformadores de tensión fabricados bajo la NTC 2207 (IEC 60044-2)

0,3 y 0,6 para transformadores fabricados bajo la norma ANSI / IEEE C57.13

Los índices de clase especificados corresponden a valores máximos; es decir, que se pueden instalar transformadores con índices de clase inferior a lo exigido, por ejemplo, donde se especifica un índice de Clase 0,5 se puede instalar un transformador Clase 0,5S ó Clase 0,2.

6.4.1.5 Corriente térmica nominal de corta duración (I_{th})

La corriente térmica nominal de corta duración (I_{th}) deberá seleccionarse de tal forma que:

$$I_{th} \geq I_{cc} \times t^{1/2}$$

en donde

I_{cc} = corriente máxima de cortocircuito en el punto del sistema donde va a ser conectado el transformador de corriente.

t = el tiempo de duración del cortocircuito en segundos

6.4.1.6 Corriente dinámica nominal (I_{dyn})

La corriente dinámica nominal (I_{dyn}) debe ser como mínimo 2,5 veces la corriente térmica nominal de corta duración (I_{th}); es decir:

$$I_{dyn} \geq 2,5 I_{th}$$

6.4.1.7 Niveles de aislamiento

Los niveles de aislamiento para transformadores deben seleccionarse teniendo en cuenta que estos no sean inferiores a la tensión nominal primaria que establecen las tablas sobre niveles de aislamiento nominales según cada una de las normas de fabricación de los transformadores de medida correspondientes.

6.4.2 Selección de transformadores de tensión

Los criterios para la selección de los transformadores de tensión son las siguientes:

6.4.2.1 Tensión primaria nominal

La tensión primaria nominal de un transformador de tensión debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico al cual va a ser conectado.

En caso de que la tensión nominal del sistema sea inferior a la tensión primaria nominal del transformador de potencial seleccionado, se permitirá su instalación siempre y cuando se cuente con un informe de laboratorio que garantice la exactitud en la medida en estas condiciones.

6.4.2.2 Tensión secundaria nominal

La tensión secundaria nominal del transformador de tensión debe corresponder a los rangos de operación del medidor conectado a éste.

La tensión secundaria nominal normalizada es 120 V. Otras tensiones secundarias tales como 100 V, 110 V, y 115 V podrán ser utilizadas cuando se utilizan medidores multirango de tensión.

En los transformadores destinados a ser instalados entre fase y tierra en las redes trifásicas para las que la tensión primaria nominal es un número dividido por $\sqrt{3}$, la tensión secundaria nominal debe ser uno de los valores antes indicados divididos por $\sqrt{3}$.

6.4.2.3 Relación de transformación

La relación de transformación debe ser un número entero o en su defecto tener máximo un dígito decimal.

6.4.2.4 Carga nominal

La carga nominal (*Burden*) del transformador de potencial debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario (incluyendo los cables de conexión del transformador al medidor) esté comprendida entre el 25 % y el 100 % de su valor.

Se permitirá que la carga conectada al transformador de potencial sea inferior al 25 % de la carga nominal siempre y cuando se cuente con un informe de Laboratorio que garantice la exactitud en dichos valores.

Para transformadores de tensión de clase de exactitud 0,1 y 0,2 que tengan una carga nominal menor de 10 VA, puede ser especificado un rango extendido de carga. El error de tensión (relación) y de desplazamiento de fase no debe exceder los valores dados en la NTC 2207, cuando la carga secundaria es cualquier valor comprendido entre 0 VA y el 100 % de la carga nominal a factor de potencia igual a 1.

6.4.2.5 Clase de exactitud

La clase de exactitud de los transformadores de potencial debe seleccionarse de acuerdo al nivel de tensión del punto de conexión en el sistema eléctrico y a la magnitud de la carga a la cual se desea efectuar medición de potencia y/o energía consumida, tal como se indica en la Tabla 5.

6.4.3 Transformadores combinados

Cuando se utilizan transformadores combinados, aplican los criterios del numeral 6.4.1 para la selección del transformador de corriente y el numeral 6.4.2 para la selección del transformador de tensión. Adicionalmente, el transformador debe cumplir los requerimientos de la NTC 4540.

6.5 EQUIPOS AUXILIARES

6.5.1 Bloque de puebas

El bloque de prueba debe ser usado en toda instalación que requiera medición semi-directa o medición indirecta, para garantizar la operación independiente de cada una de las señales provenientes de los transformadores de medida, así:

- cortocircuitando el secundario de cada transformador de corriente y
- abriendo las señales de tensión provenientes de cada una de las fases de la acometida en las mediciones semi-directas o del secundario de cada transformador de potencial en las mediciones indirectas, cuando se opera el elemento correspondiente.

El bloque de pruebas se selecciona de acuerdo al número de elementos de la medición. Para una medición de dos elementos se utiliza un bloque de pruebas de siete polos y para una medición de tres elementos se utiliza un bloque de pruebas de diez polos; también se permite utilizar bloques de pruebas de diez polos en mediciones de dos elementos.

El bloque de pruebas debe cumplir con las siguientes especificaciones técnicas:

- Debe permitir desconectar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio, para su verificación en el punto de conexión (intercalación de instrumento patrón) y/o reemplazo sin afectación de los restantes.
- Debe garantizar, en sus conexiones y ajustes, un buen contacto eléctrico. Además, deberá tener una cubierta sólida y transparente, de forma tal que sea posible inspeccionar el estado de sus partes móviles y contactos sin necesidad de removerla.
- Debe tener dispositivos para la colocación de sellos de seguridad que impidan retirar la cubierta para manipulación en forma indebida o no autorizada.

6.5.2 Interruptores temporizados

El interruptor temporizado para tarifa y control de carga asociado al medidor de energía debe cumplir con lo establecido en la NTC 4167.

7. ESQUEMAS DE CONEXIÓN

7.1 ESQUEMAS DE CONEXIÓN PARA MEDICIÓN DIRECTA

La disposición de terminales del medidor de energía podrá ser simétrica o asimétrica. En las Figuras 1 a 9 se presentan los esquemas de conexión para cada uno de los medidores correspondientes a los diferentes tipos de servicio. Estas son:

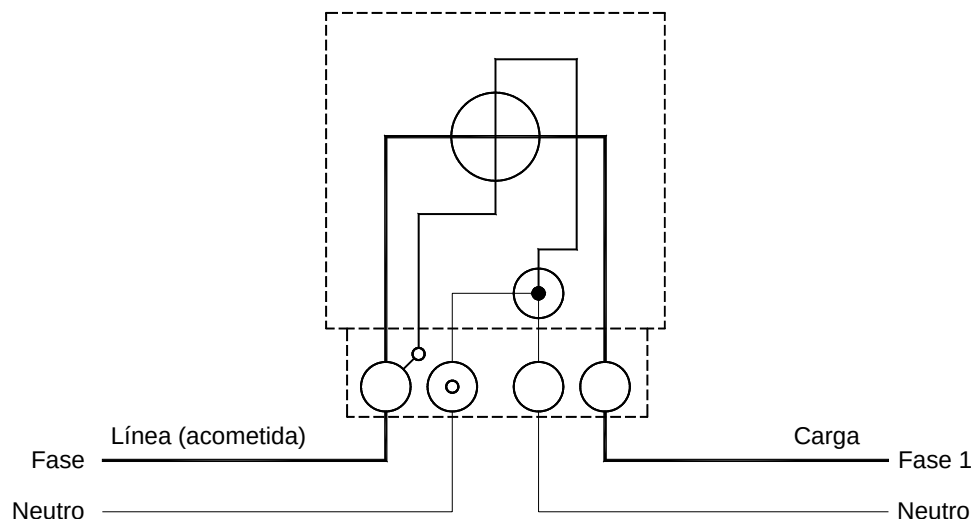


Figura 1. Esquema de conexiones, medidor monofásico bifilar para medición directa, conexión simétrica

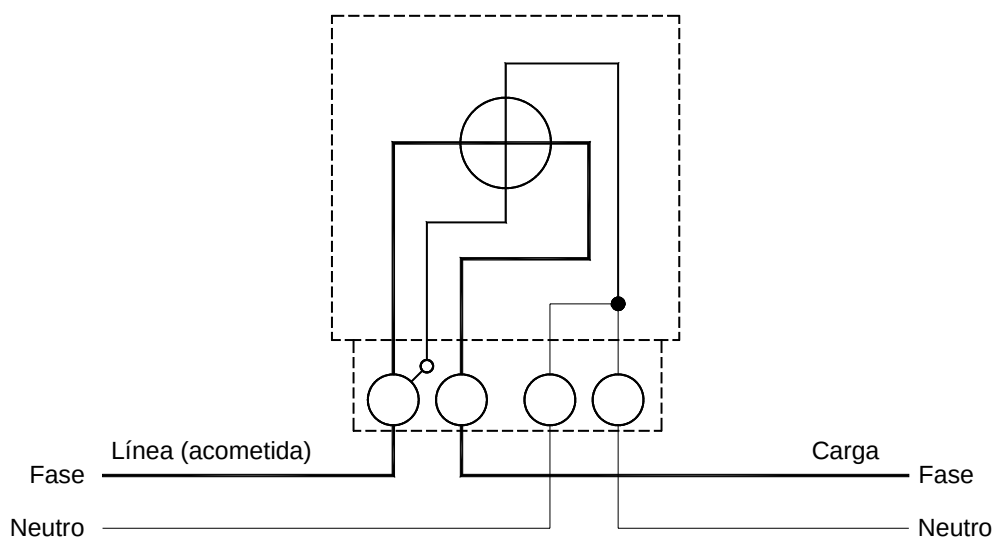


Figura 2. Esquema de conexiones, medidor monofásico bifilar para medición directa, conexión asimétrica

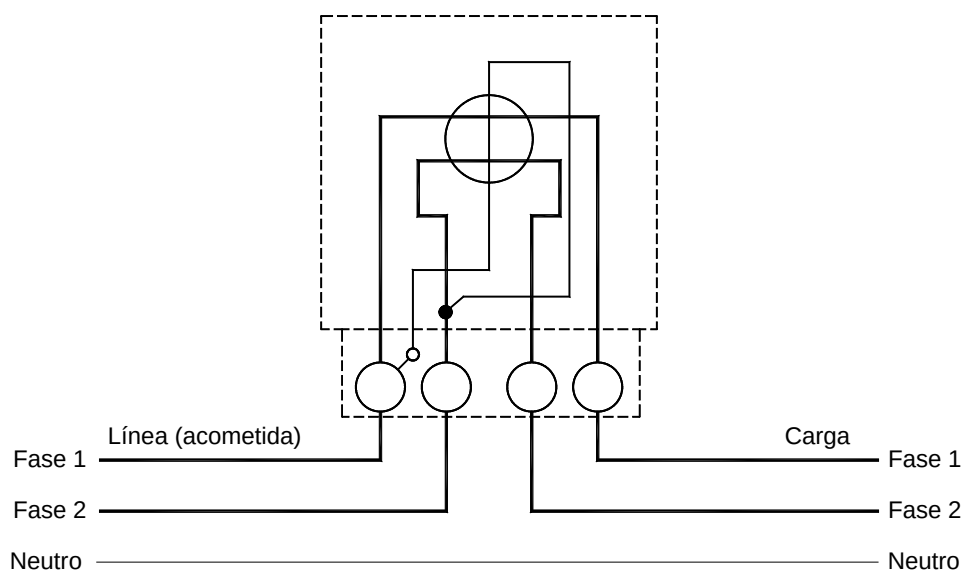


Figura 3. Esquemas de conexiones, medidor monofásico trifilar para medición directa, conexión simétrica

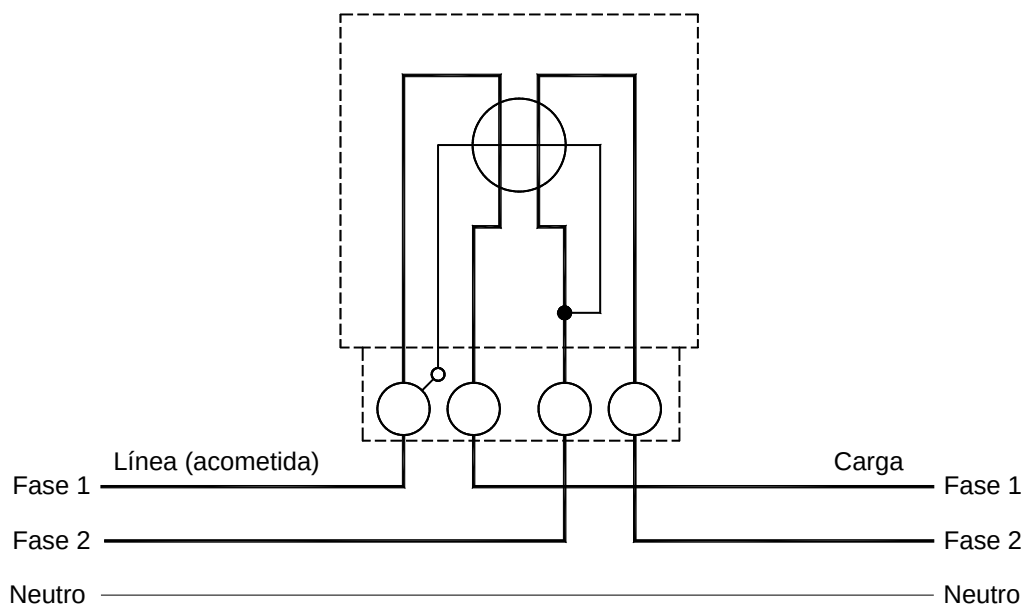


Figura 4. Esquema de conexiones, medidor monofásico trifilar para medición directa, conexión asimétrica

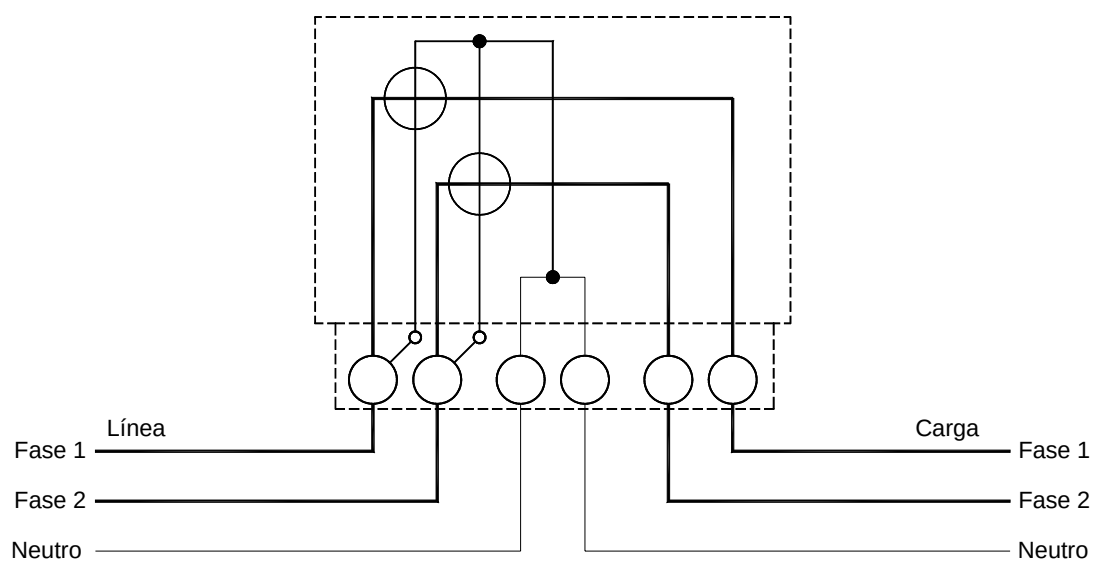


Figura 5. Esquema de conexiones, medidor bifásico trifilar para medición directa, conexión simétrica versión No. 1

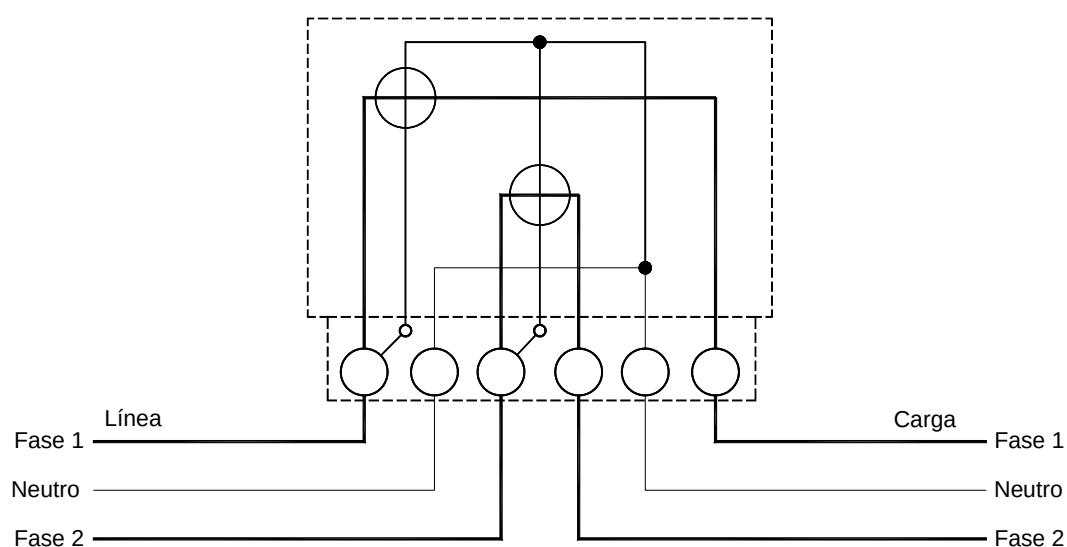


Figura 6. Esquema de conexiones, medidor bifásico trifilar para medición directa, conexión simétrica versión No. 2

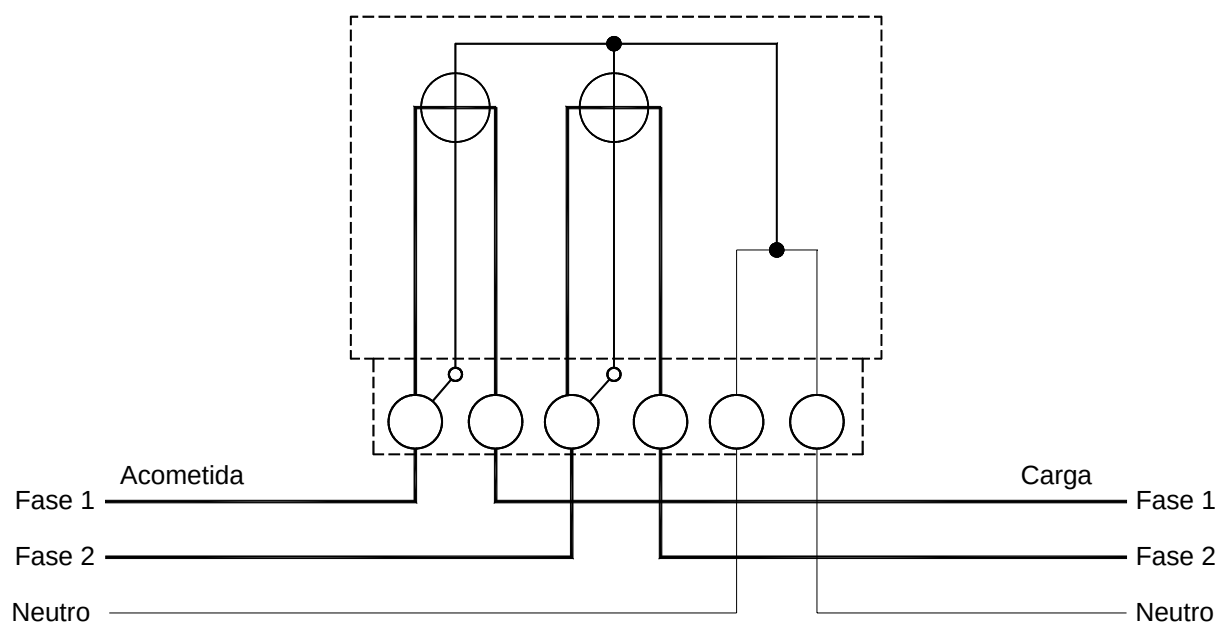


Figura 7. Esquema de conexiones, medidor bifásico trifilar para medición directa, conexión asimétrica

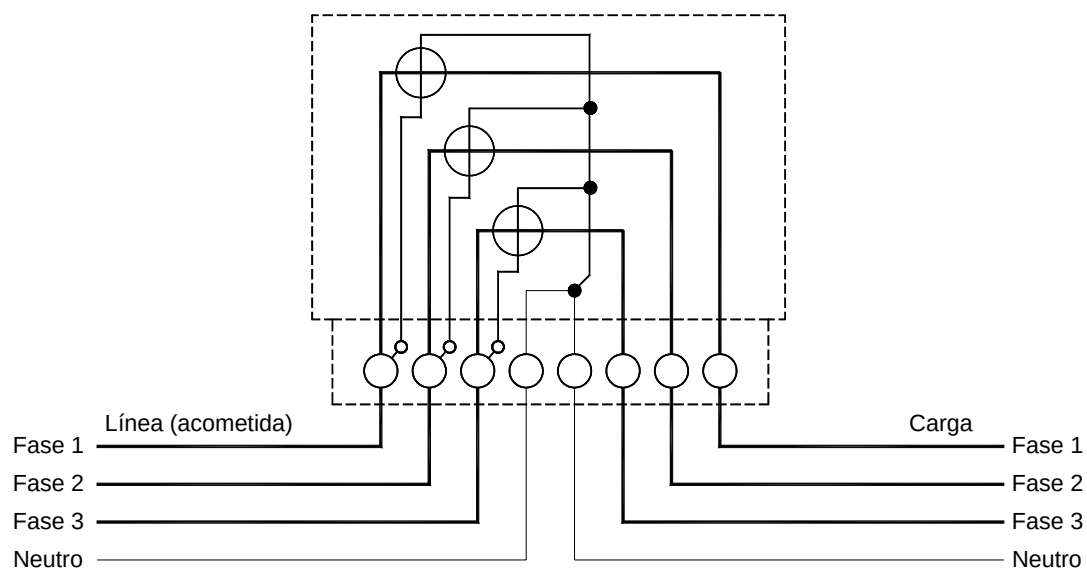


Figura 8. Esquema de conexiones, medidor trifásico tetrafilar para medición directa, conexión simétrica

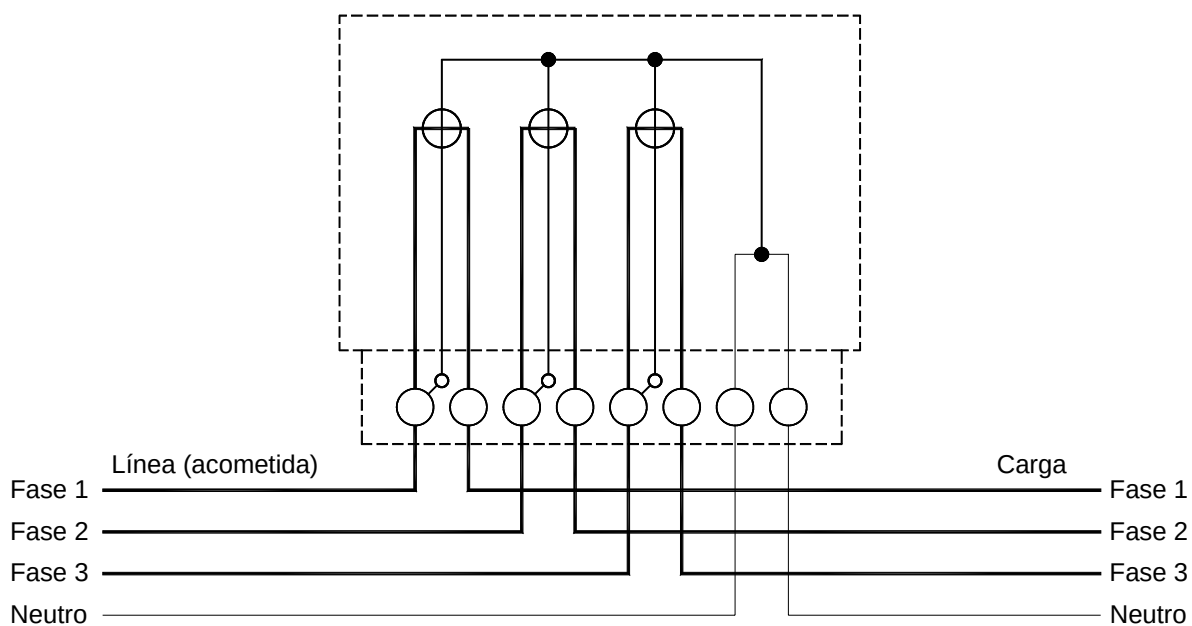
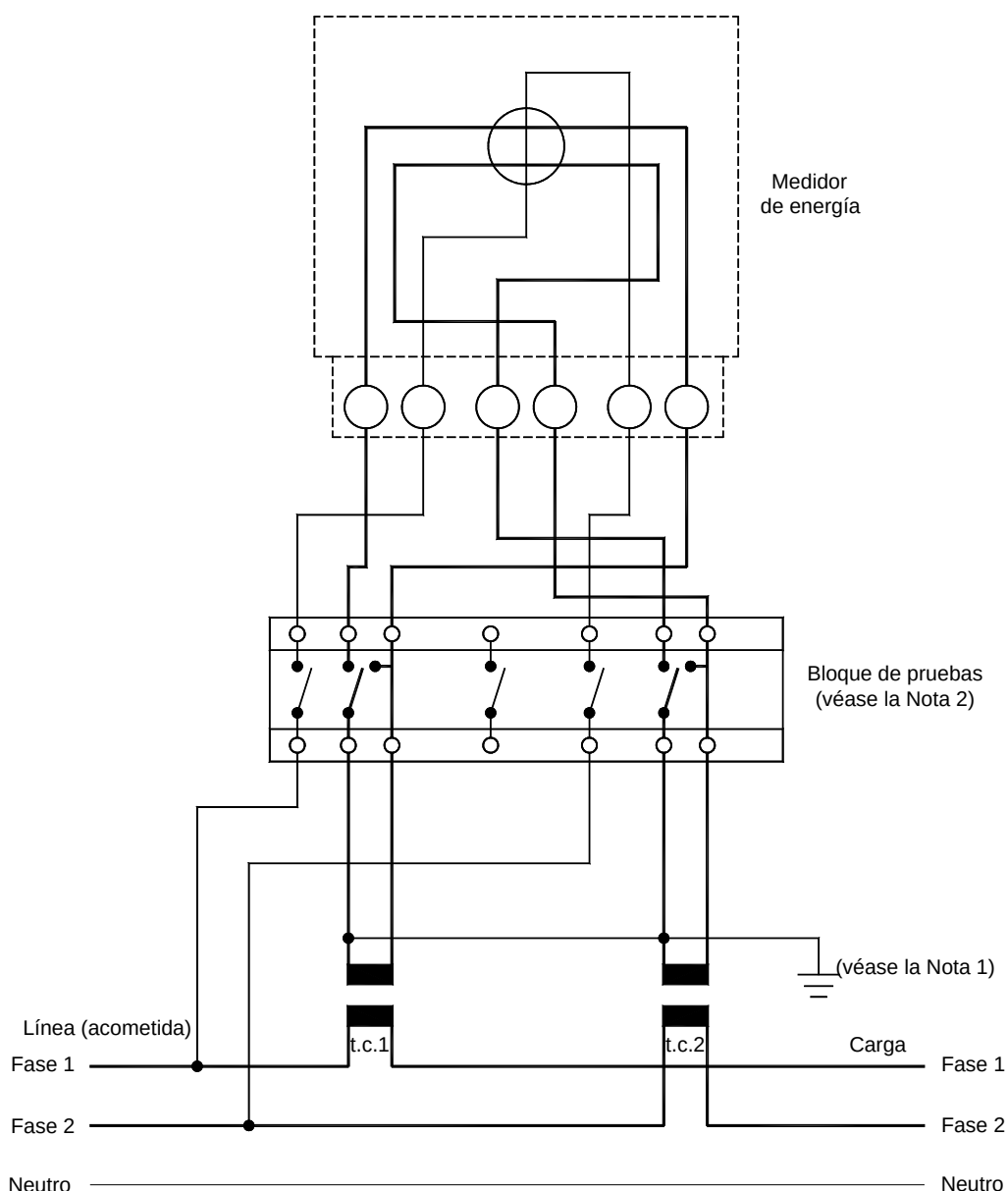


Figura 9. Esquema de conexiones, medidor trifásico tetrafilar para medición directa, conexión asimétrica

7.2 ESQUEMAS DE CONEXIÓN PARA MEDICIÓN SEMI-DIRECTA

7.2.1 Servicio monofásico trifilar con medición semi-directa

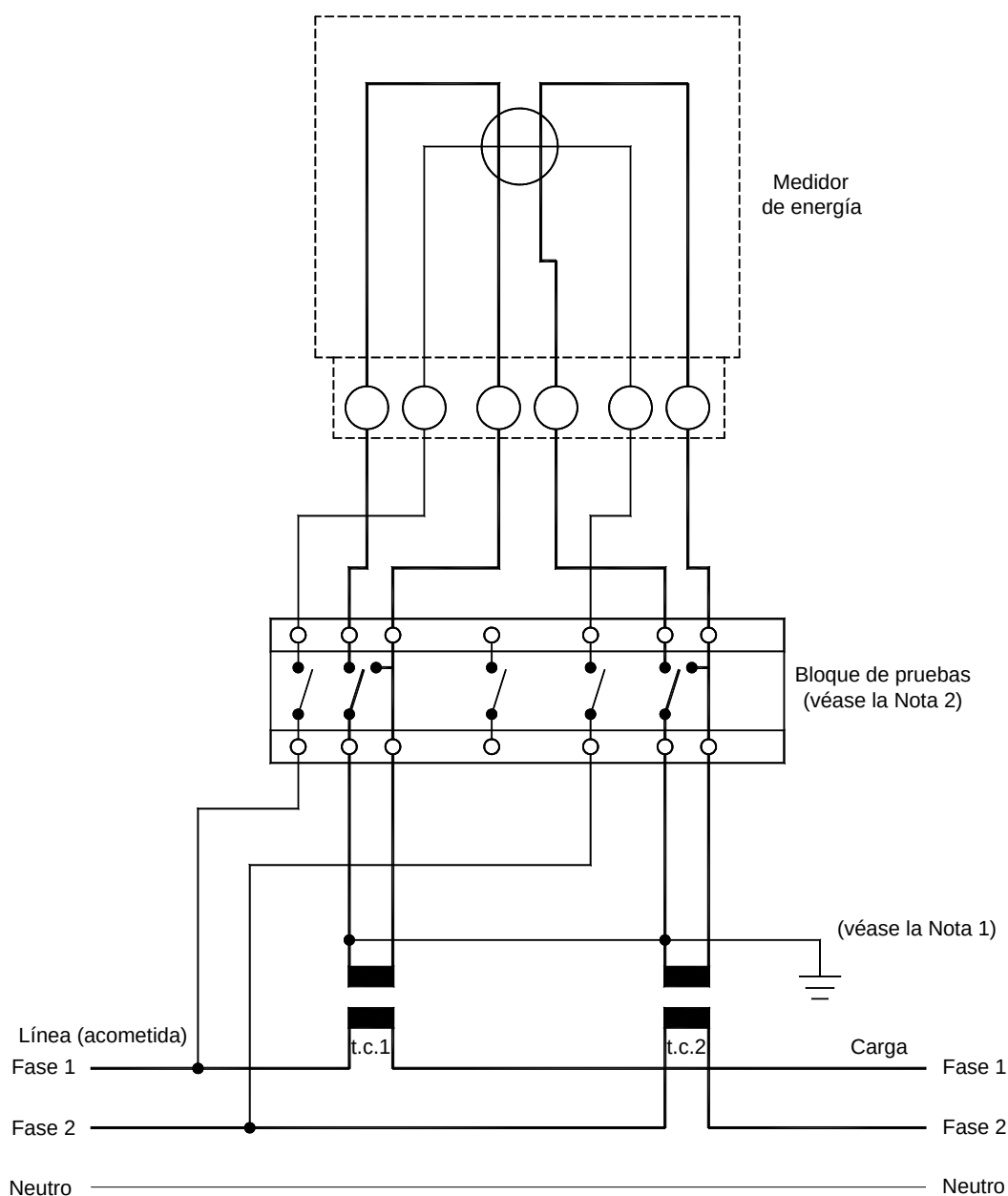
Para este tipo de medición se utiliza un (1) medidor de energía monofásico trifilar de elemento y medio, dos (2) transformadores de corriente (t.c.) y un bloque de pruebas para medición de dos (2) elementos. La disposición de terminales del medidor podrá ser simétrica (véase la Figura 10 o asimétrica (véase la Figura 11).



NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

Figura 10. Esquema de conexiones, medidor monofásico trifilar de elemento y medio para medición semi-directa en un servicio de energía monofásico trifilar, conexión simétrica

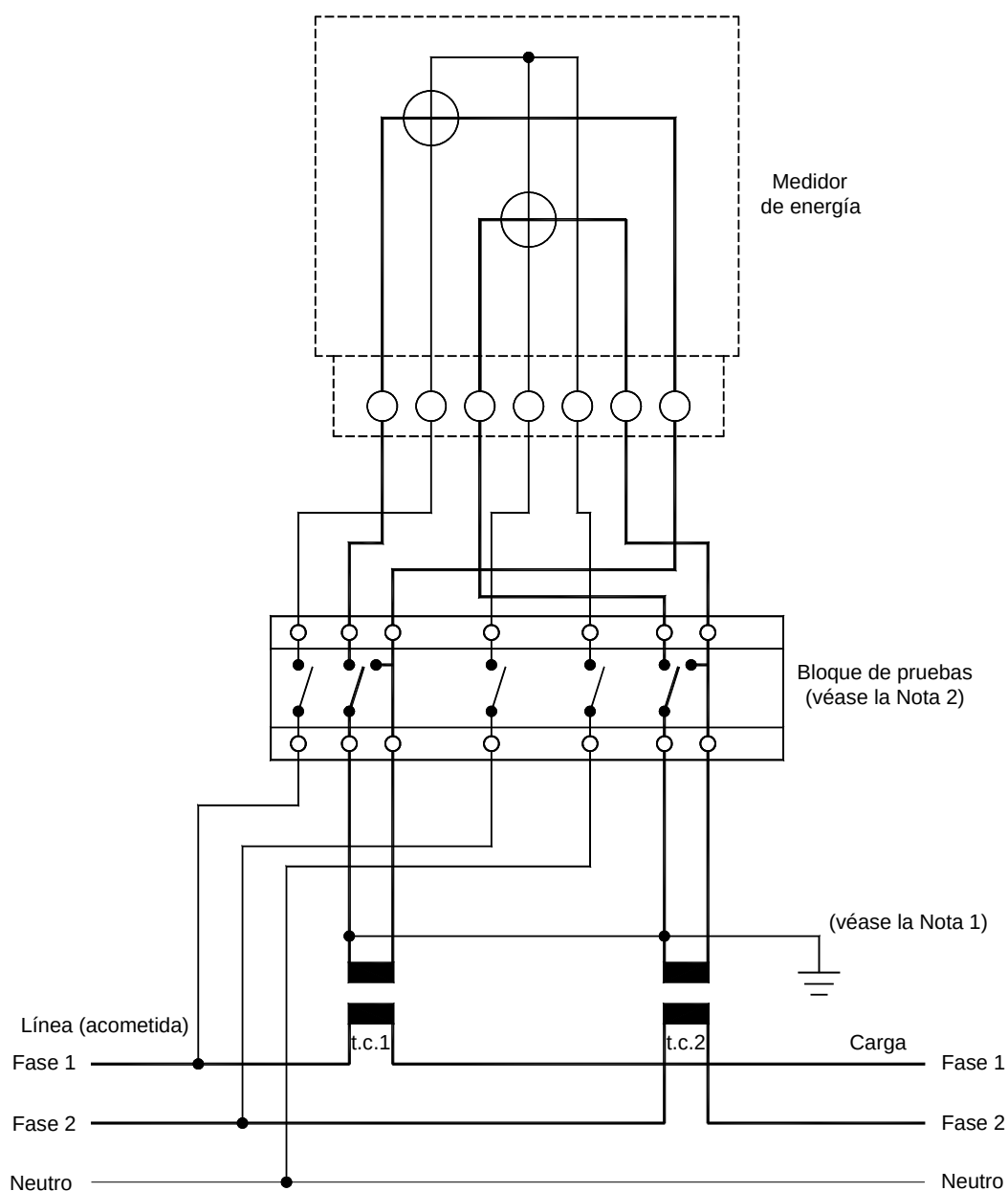


NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

Figura 11. Esquema de conexiones, medidor monofásico, trifilar de elemento y medio para medición semi-directa en un servicio de energía monofásico trifilar, conexión asimétrica

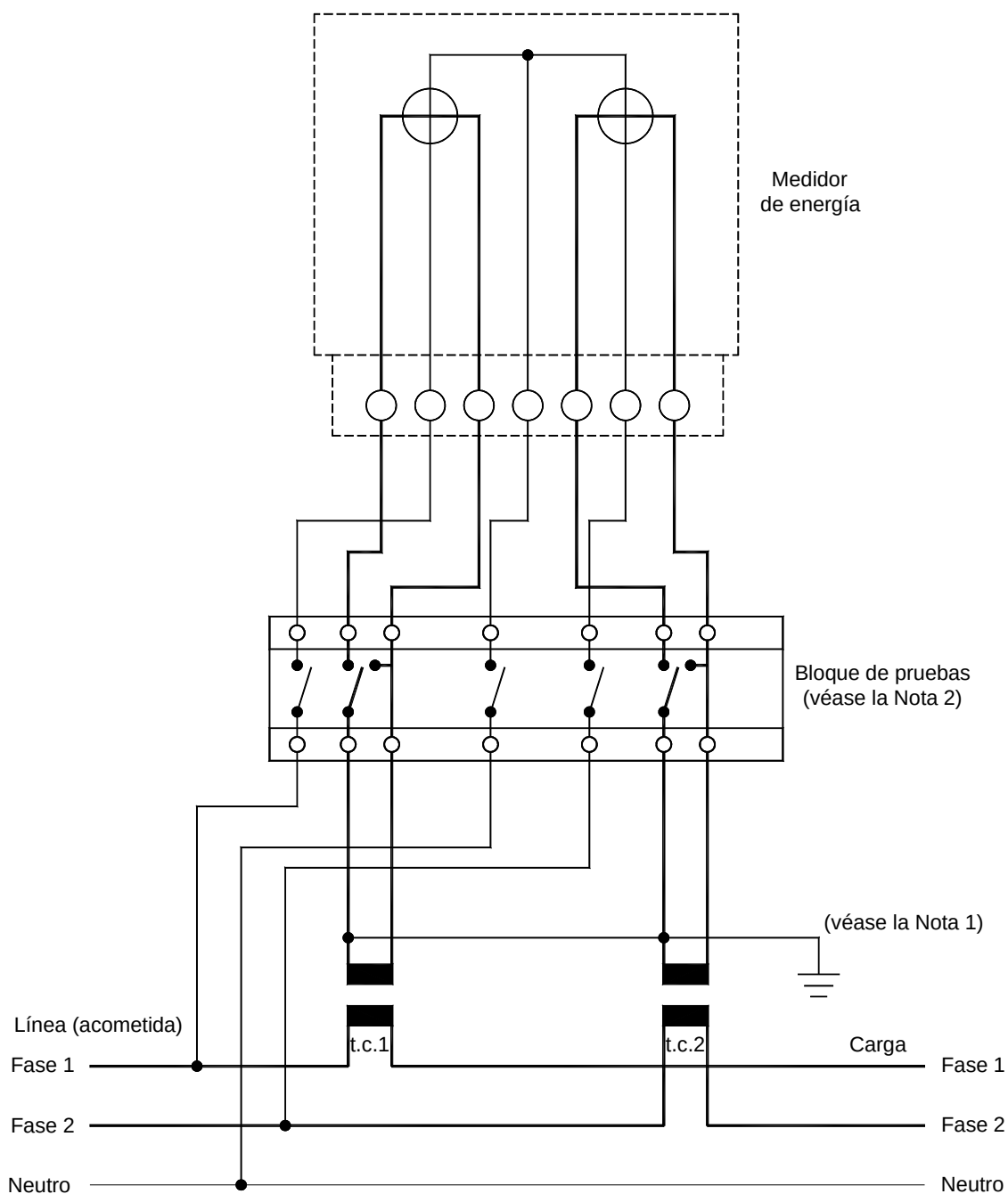
Para este tipo de medición también puede utilizarse un (1) medidor de energía trifásico trifilar de dos elementos, dos (2) transformadores de corriente (t.c.) y un bloque de pruebas para medición de dos (2) elementos. La disposición de terminales del medidor podrá ser simétrica (véase la Figura 12) o asimétrica (véase la Figura 13).



NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

Figura 12. Esquema de conexiones, medidor trifásico trifilar para medición semi-directa en un servicio de energía monofásico trifilar, conexión simétrica



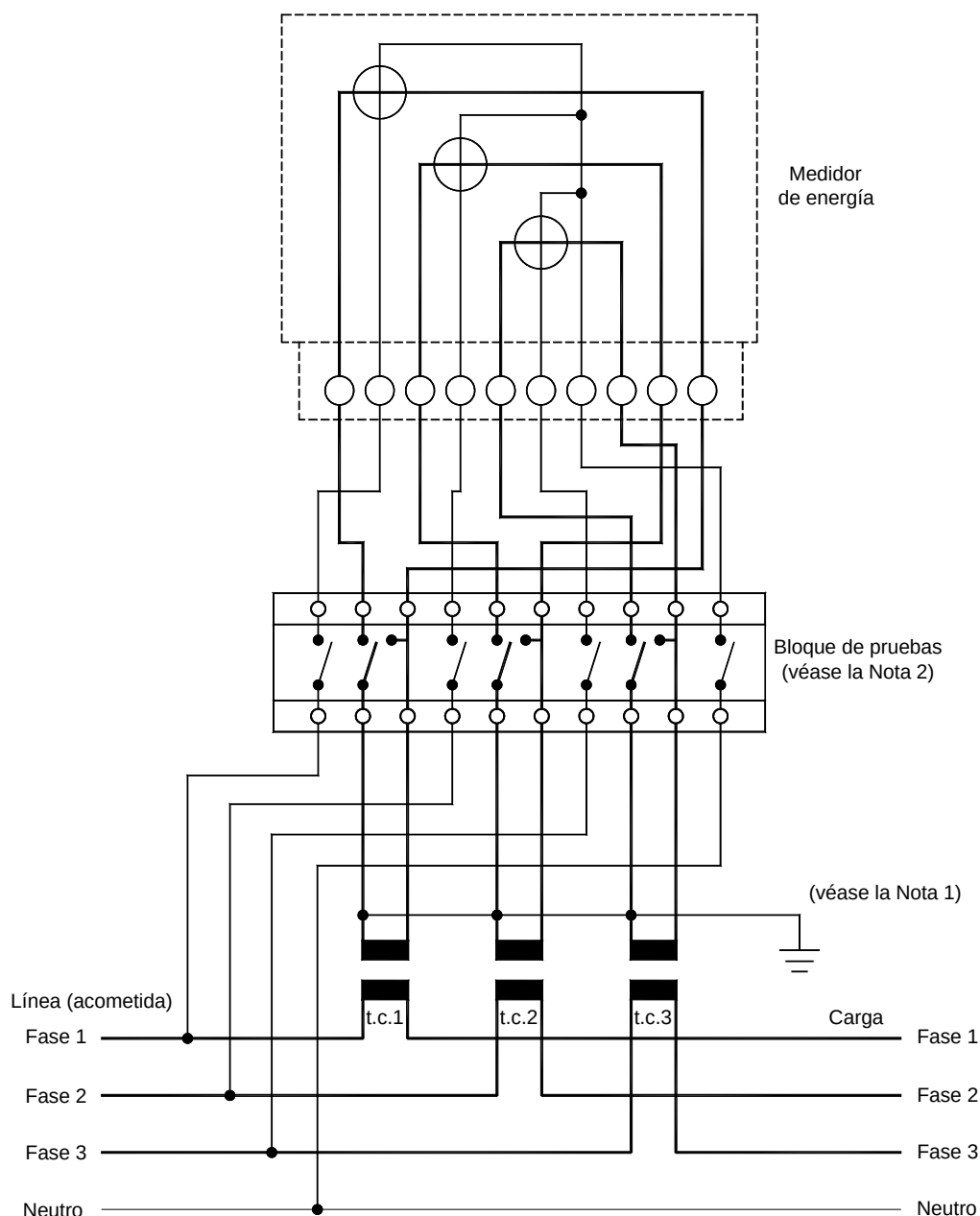
NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

Figura 13. Esquema de conexiones, medidor trifásico trifilar para medición semi-directa en un servicio de energía monofásico trifilar, conexión asimétrica

7.2.2 Servicio trifásico tetrafilar con medición semi-directa

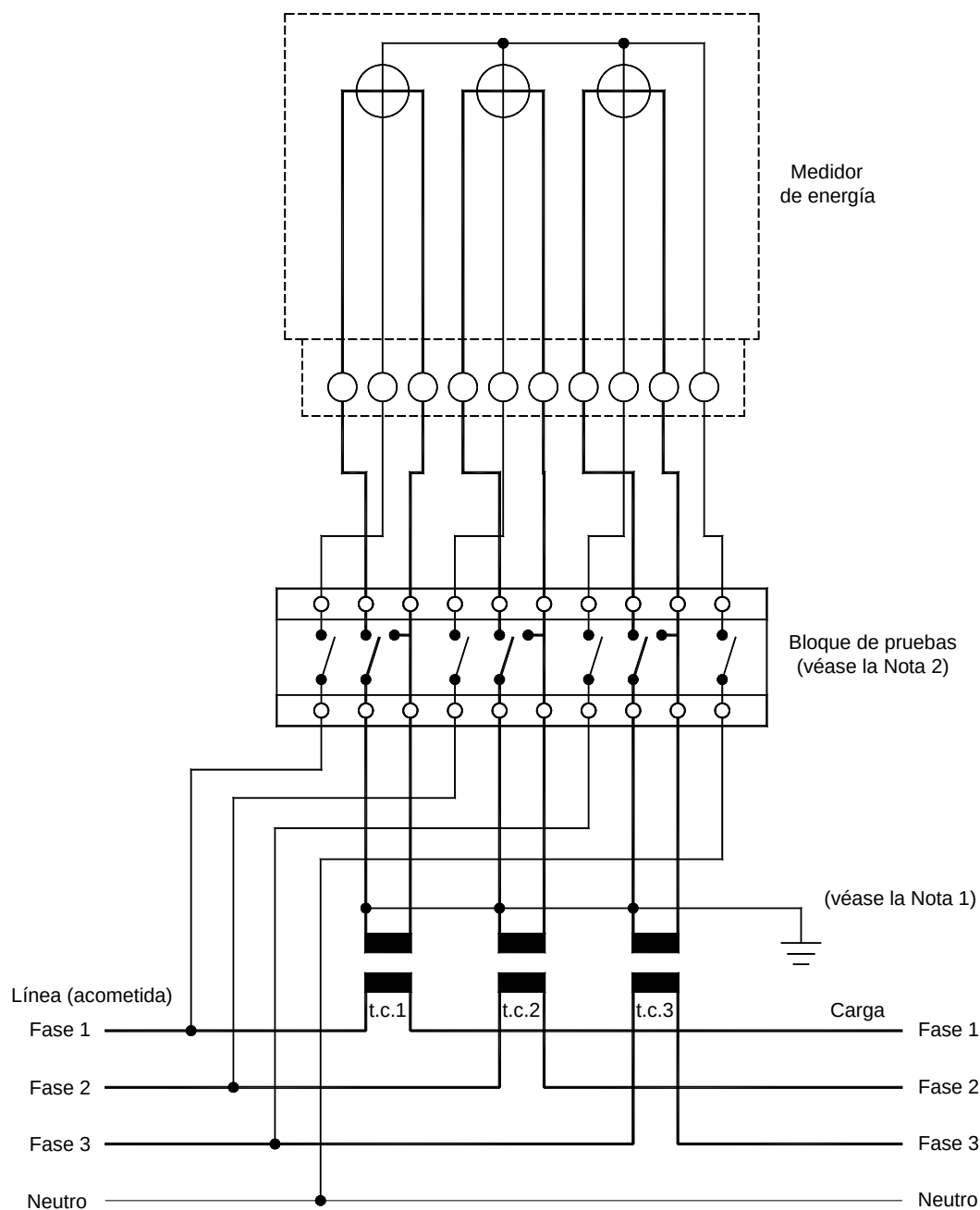
Para este tipo de medición se utiliza un (1) medidor de energía trifásico tetrafilar de tres elementos, tres (3) transformadores de corriente (t.c.) y un bloque de pruebas para medición de tres elementos. La disposición de terminales del medidor podrá ser simétrica (véase la Figura 14) o asimétrica (véase la Figura 15).



NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

Figura 14. Esquema de conexiones, medidor trifásico tetrafilar para medición semi-directa, conexión simétrica



NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

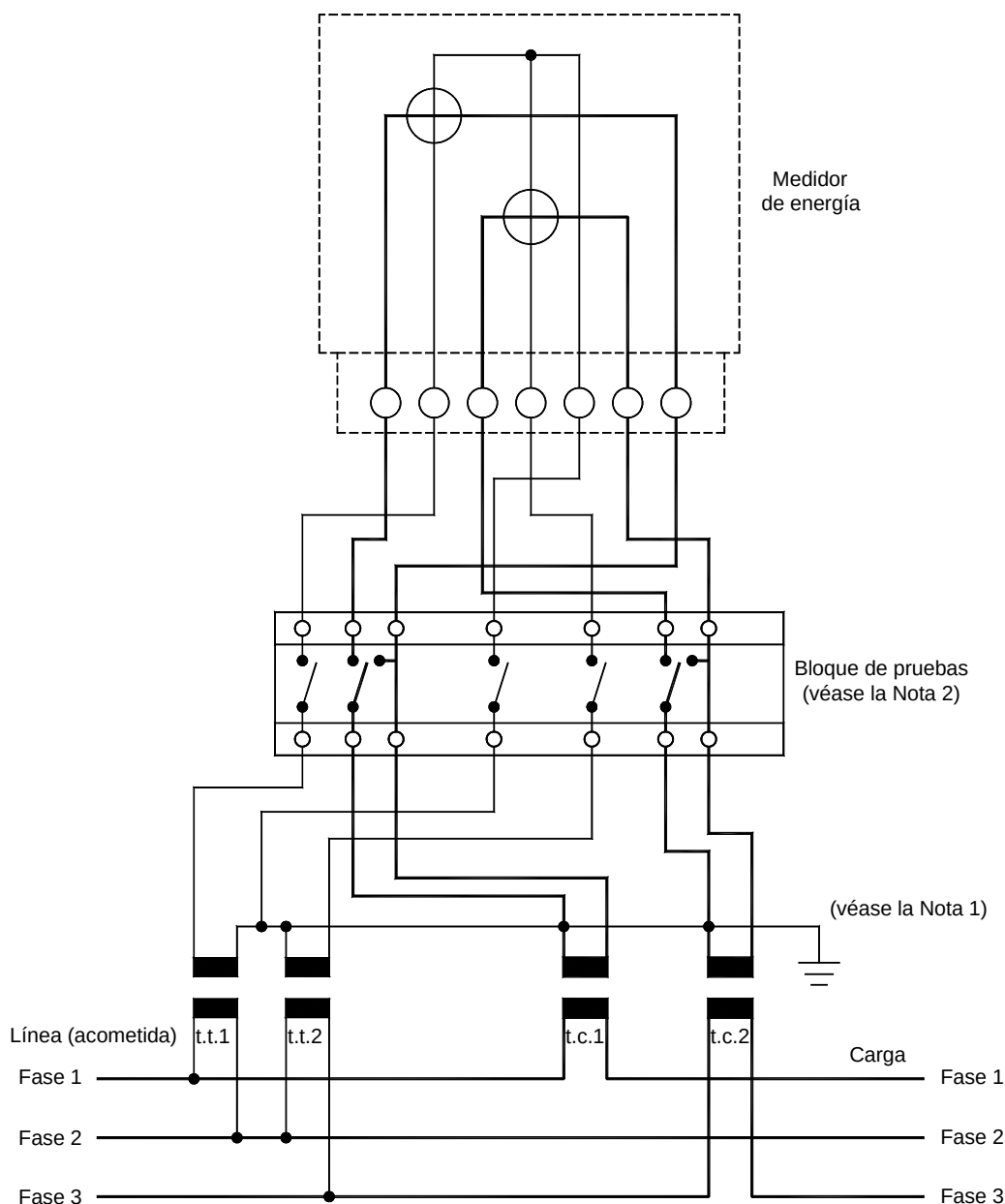
NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

Figura 15. Esquema de conexiones, medidor trifásico tetrafilar para medición semi-directa, conexión asimétrica

7.3 ESQUEMAS DE CONEXIÓN PARA MEDICIÓN INDIRECTA

7.3.1 Medición indirecta de dos elementos

Para este tipo de medición se utiliza un (1) medidor multifuncional de energía activa y reactiva trifásico trifilar de dos elementos, dos (2) transformadores de corriente (t.c.), dos (2) transformadores de potencial (t.t.) y un (1) bloque de pruebas para medición de dos elementos. La disposición de terminales del medidor podrá ser simétrica (véase la Figura 16) o asimétrica (véase la Figura 17).



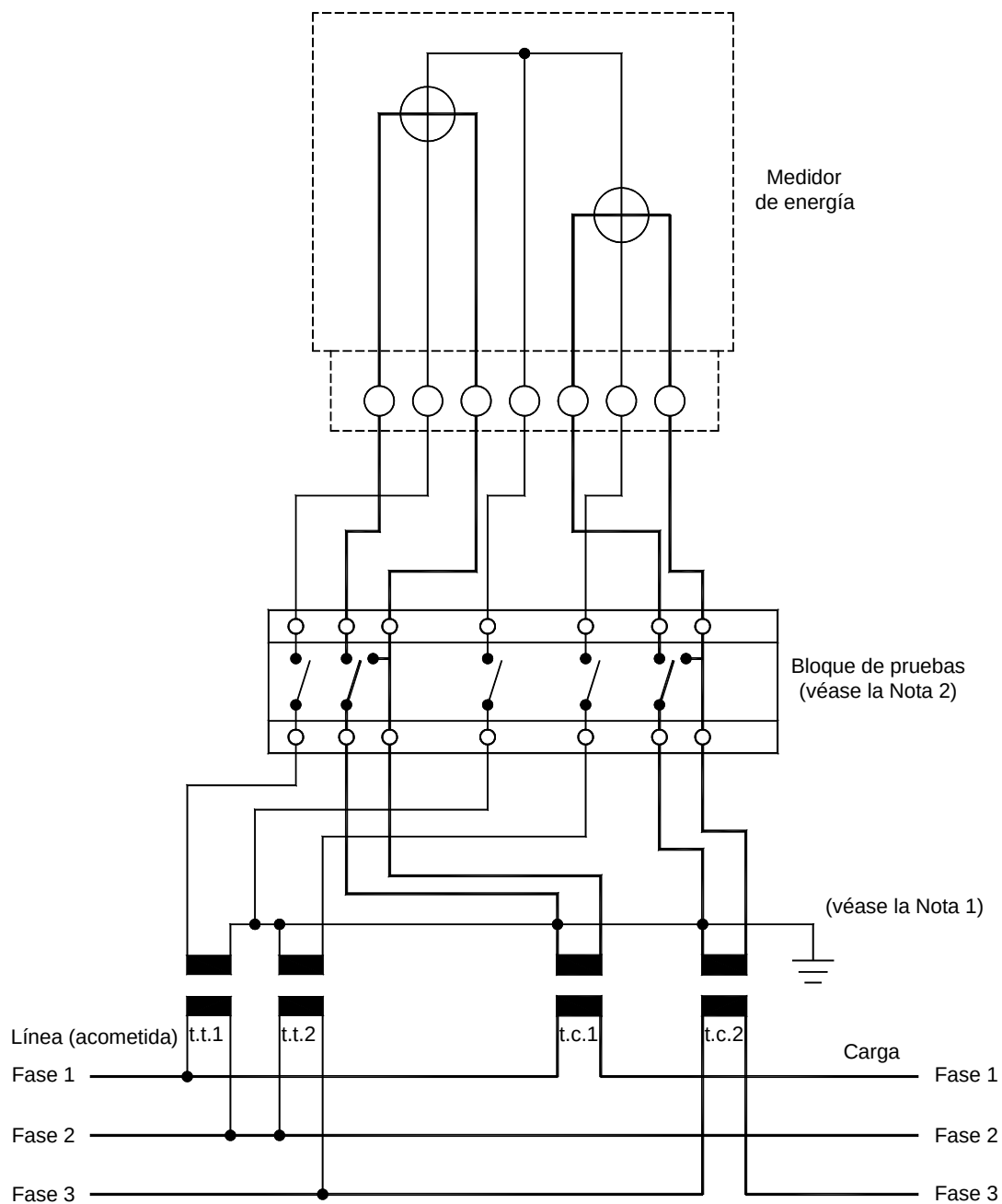
NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

NOTA 3 La medición realizada mediante el esquema indicado en la figura cumple con lo establecido en el Teorema de *Blondel*. En la figura se presentan dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 1 y la fase 2 y el otro conectado entre la fase 3 y la fase 2) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 1 y otro en la fase 3). Para este caso se utiliza la fase 2 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente. La medición también puede ser realizada mediante las dos conexiones descritas a continuación:

- dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 2 y la fase 1 y el otro conectado entre la fase 3 y la fase 1) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 2 y otro en la fase 3). Para este caso se utiliza la fase 1 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente.
- dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 1 y la fase 3 y el otro conectado entre la fase 2 y la fase 3) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 1 y otro en la fase 2). Para este caso se utiliza la fase 3 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente.

Figura 16. Esquema de conexiones, medidor trifásico trifilar para medición indirecta en dos elementos , conexión simétrica (conexión aaron o delta abierta)



Continúa...

Figura 17. Esquema de conexiones medidor trifásico trifilar para medición indirecta en dos elementos, conexión asimétrica

Figura 17. (Final)

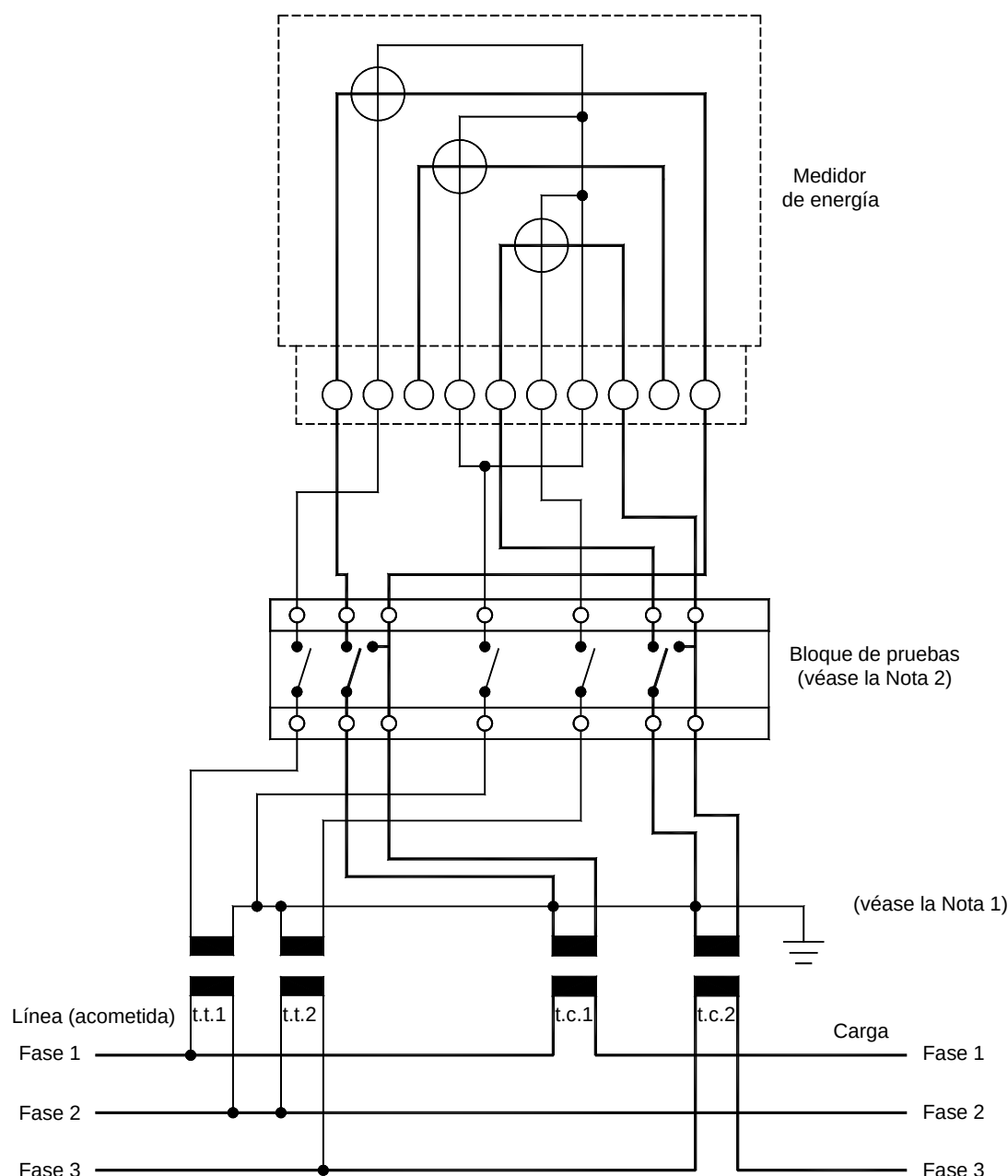
NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

NOTA 3 La medición realizada mediante el esquema indicado en la figura cumple con lo establecido en el Teorema de *Blondel*. En la figura se presentan dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 1 y la fase 2 y el otro conectado entre la fase 3 y la fase 2) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 1 y otro en la fase 3). Para este caso se utiliza la fase 2 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente. La medición también puede ser realizada mediante las dos conexiones descritas a continuación:

- a) dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 2 y la fase 1 y el otro conectado entre la fase 3 y la fase 1) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 2 y otro en la fase 3). Para este caso se utiliza la fase 1 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente.
- b) dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 1 y la fase 3 y el otro conectado entre la fase 2 y la fase 3) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 1 y otro en la fase 2). Para este caso se utiliza la fase 3 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente.

Para este tipo de medición también podrá utilizarse un (1) medidor multifuncional de energía activa y reactiva trifásico tetrafilar de tres elementos, siempre y cuando el fabricante del medidor especifique claramente la capacidad del medidor para ser conectado en mediciones de dos (2) o de tres (3) elementos, suministre los respectivos diagramas de conexiones y el medidor sea calibrado de acuerdo a la conexión en la cual se va a instalar. En las Figuras 18 y 19 se presentan ejemplos de las posibles conexiones para la disposición de terminales simétrica y asimétrica respectivamente.



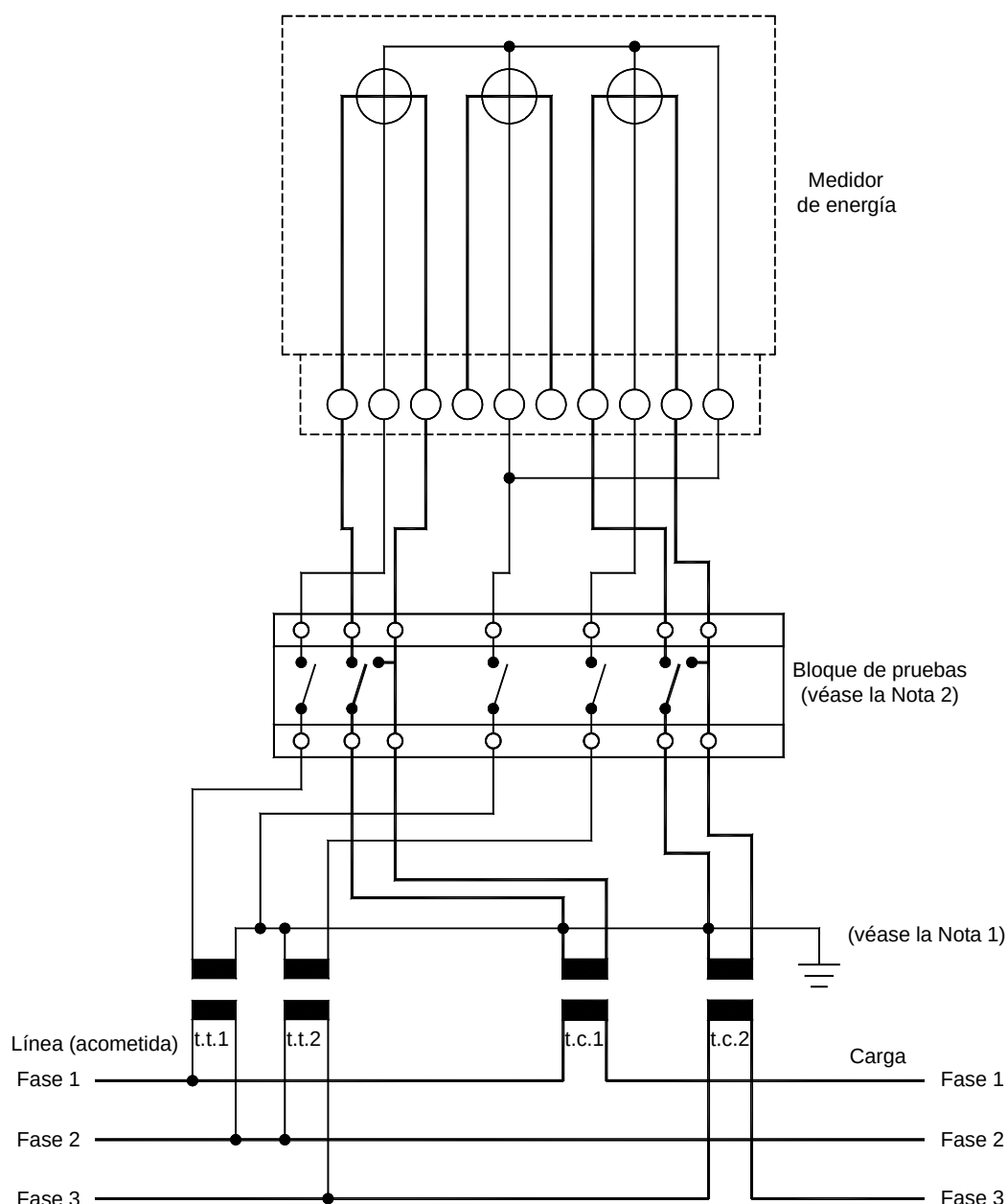
NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

NOTA 3 La medición realizada mediante el esquema indicado en la figura cumple con lo establecido en el Teorema de *Blondel*. En la figura se presentan dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 1 y la fase 2 y el otro conectado entre la fase 3 y la fase 2) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 1 y otro en la fase 3). Para este caso se utiliza la fase 2 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente. La medición también puede ser realizada mediante las dos conexiones descritas a continuación:

- dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 2 y la fase 1 y el otro conectado entre la fase 3 y la fase 1) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 2 y otro en la fase 3). Para este caso se utiliza la fase 1 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente.
- dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 1 y la fase 3 y el otro conectado entre la fase 2 y la fase 3) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 1 y otro en la fase 2). Para este caso se utiliza la fase 3 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente.

Figura 18. Esquema de conexiones medidor trifásico, tetrafilar para medición indirecta en dos elementos, conexión simétrica (conexión aaron o delta abierta)



NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

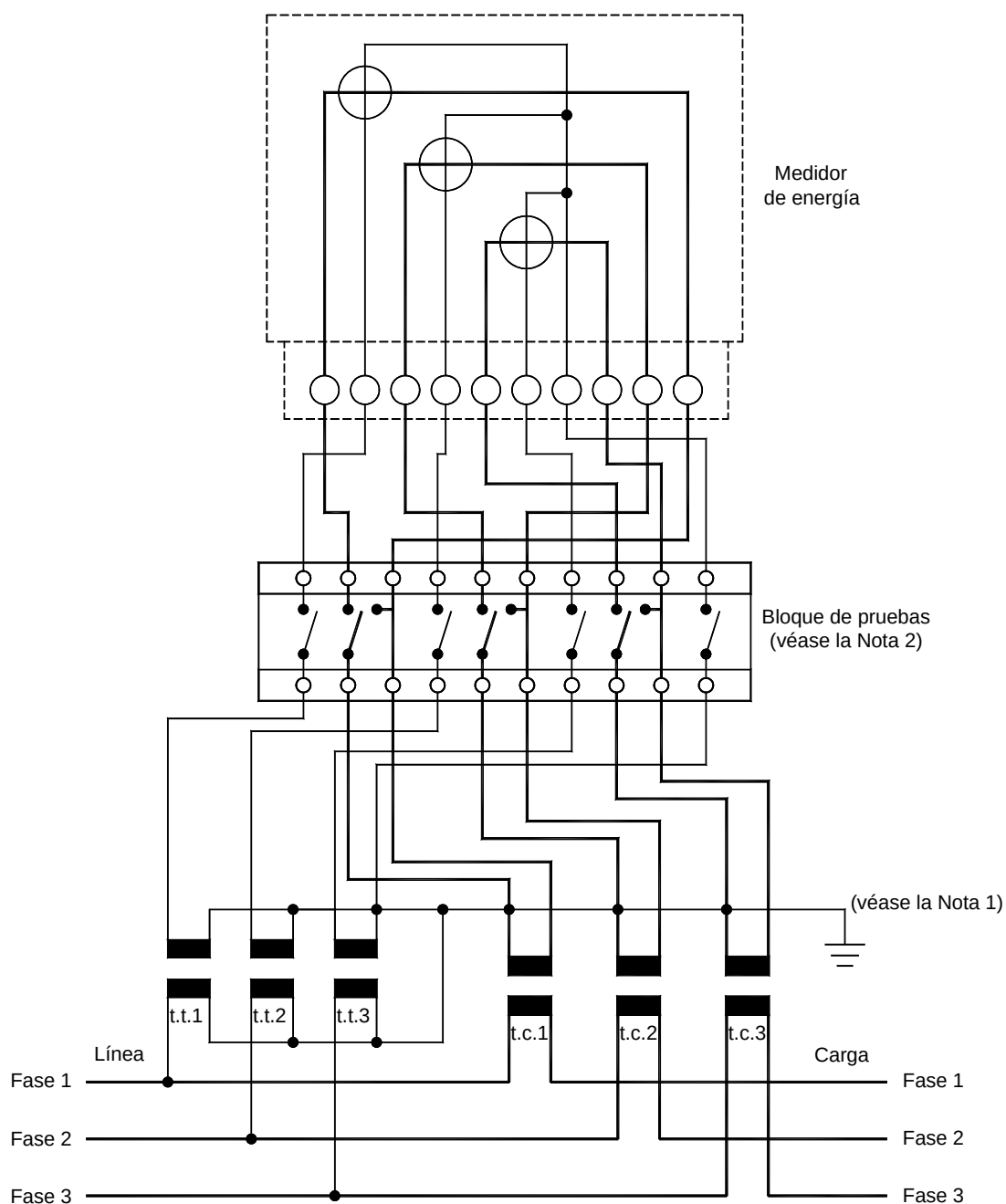
NOTA 3 La medición realizada mediante el esquema indicado en la figura cumple con lo establecido en el Teorema de *Blondel*. En la figura se presentan dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 1 y la fase 2 y el otro conectado entre la fase 3 y la fase 2) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 1 y otro en la fase 3). Para este caso se utiliza la fase 2 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente. La medición también puede ser realizada mediante las dos conexiones descritas a continuación:

- dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 2 y la fase 1 y el otro conectado entre la fase 3 y la fase 1) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 2 y otro en la fase 3). Para este caso se utiliza la fase 1 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente.
- dos circuitos de tensión (uno conectado entre la fase 1 y la fase 3 y el otro conectado entre la fase 2 y la fase 3) y dos circuitos de corriente (uno en la fase 1 y otro en la fase 2). Para este caso se utiliza la fase 3 como punto común de los circuitos de tensión y en dicha fase no es necesario conectar ningún circuito de corriente.

Figura 19. Esquema de conexiones medidor trifásico tetrafilar para medición indirecta en dos elementos, conexión asimétrica

7.3.2 Medición indirecta de tres elementos

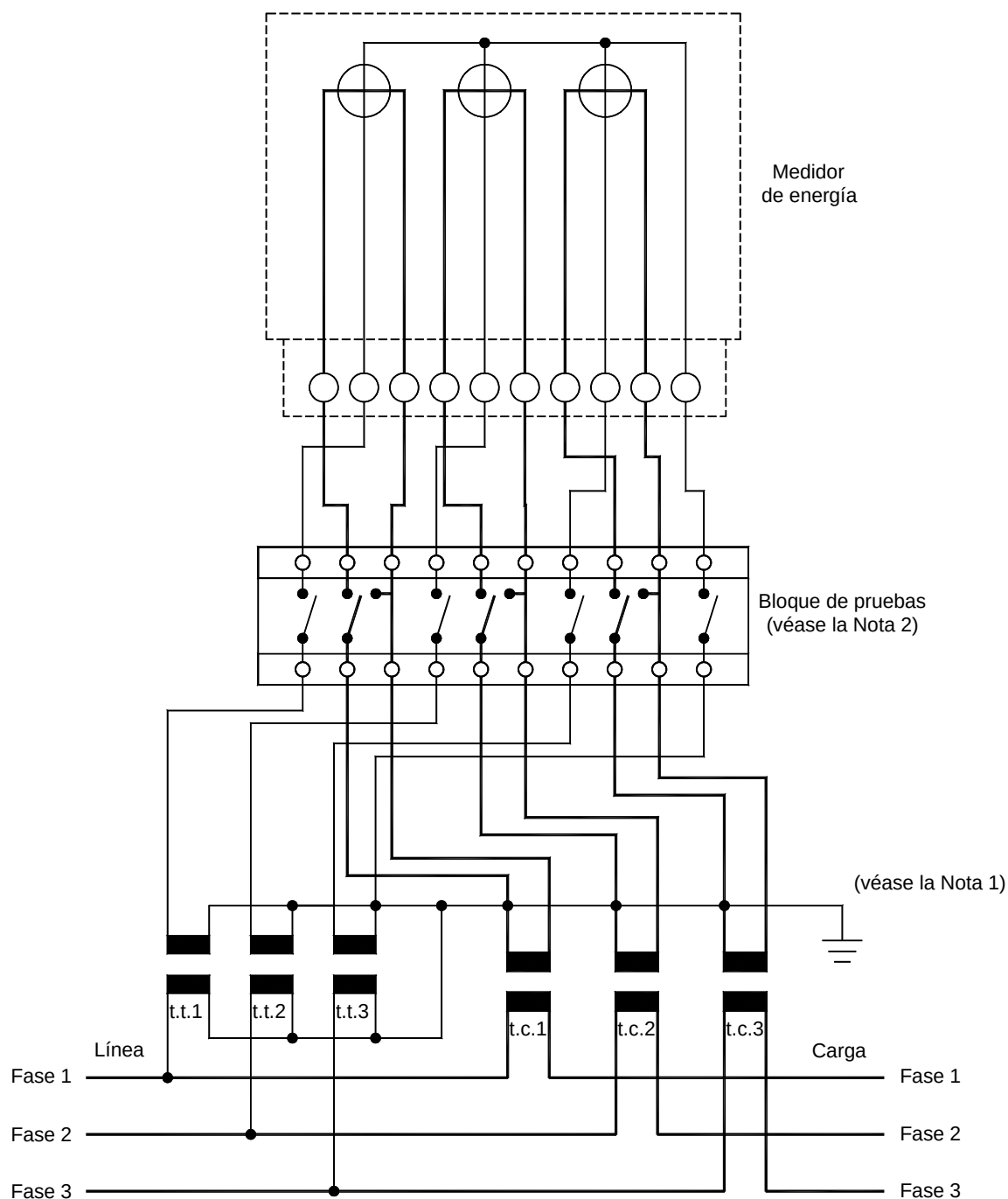
Para este tipo de medición se utiliza un (1) medidor de energía trifásico tetrafilar de tres elementos, tres (3) transformadores de corriente (t.c.), tres (3) transformadores de potencial (t.t.) y un (1) bloque de pruebas para medición de tres elementos. La disposición de terminales podrá ser simétrica (véase a Figura 20) o asimétrica (véase la Figura 21).



NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

Figura 20. Esquema de conexiones medidor trifásico tetrafilar para medición indirecta entre tres elementos, conexión simétrica



NOTA 1 La conexión a tierra en cada t.c. puede ser realizada en cualquiera de los bornes terminales del devanado secundario del t.c.; sin embargo, solo puede ser aterrizado uno de los bornes de cada t.c.

NOTA 2 La disposición de terminales del bloque de pruebas solo se da a nivel ilustrativo, la disposición definitiva debe ser según el bloque a utilizar.

Figura 21. Esquema de conexiones medidor trifásico tetrafilar para medición indirecta en tres elementos, conexión asimétrica

8. SÍMBOLOS PARA MEDIDORES

Los símbolos utilizados en los medidores de energía deben cumplir con lo establecido en la NTC 4340.

9. PRUEBAS Y ENSAYOS PARA LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Antes de su instalación, cada uno de los equipos de medida (medidores y transformadores de medida) deberán ser sometidos a ensayos de rutina en un laboratorio de calibración acreditado por la autoridad competente con base en los requerimientos contenidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 – *Requisitos generales de Competencia de Laboratorios de ensayo y Calibración*. Los ensayos de rutina deberán ser realizados de conformidad con lo establecido en las siguientes normas técnicas:

- NTC 4856, *Verificación inicial y posterior de medidores de energía eléctrica*.
- NTC 2205, *Transformadores de medida. Transformadores de corriente*. (IEC 60044-1)
- NTC 2207, *Transformadores de medida. Transformadores de Tensión inductivos*. (IEC 60044-2)
- ANSI/IEEE 57.13, *IEEE Standard for instrument Transformers*.

Para los medidores de energía se deben realizar los ensayos de exactitud, arranque, funcionamiento sin carga y verificación de la constante.

Para los transformadores de medida se deben realizar los ensayos de exactitud y verificación de polaridad, de acuerdo con su respectiva norma técnica.

Cuando se considere necesario, podrá solicitar la realización de ensayos de propiedades dieléctricas para los equipos de medida.

10. REQUISITOS DE PARAMETRIZACIÓN

Estos requisitos aplican a medidores estáticos multifunción.

Dentro de los requisitos mínimos para la parametrización de estos medidores se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La constante de emisión de pulsos debe ser programable o de un valor tal que permita la fácil y rápida verificación (calibración) del medidor.
- En casos especiales, el medidor debe permitir ser reinicializado totalmente en sus registros (incluyendo la energía total acumulada) a partir de una secuencia de pasos, ya sea físicamente en el equipo o a través de software, sin alterar los parámetros relacionados con la exactitud, teniendo los niveles de seguridad adecuados, preferiblemente sin necesidad de recurrir al fabricante.
- El medidor debe poder ser programado para que almacene los valores de los registros en fechas programadas (congelados, autolecturas, históricos, etc). La reposición de la demanda máxima debe poder hacerse automáticamente en el momento de la autolectura.

- El medidor debe permitir configurar y visualizar los ítems (variables) en el display de acuerdo con su utilización en modo normal y, preferiblemente, en modo alterno de operación.
- Si el medidor es unidireccional, la medición debe ser (o poderse programar) siempre positiva.
- Los medidores que posean memoria masa (para la curva o perfil de carga) deberán almacenar como mínimo 2 canales. La longitud del intervalo de grabación de datos en memoria debe ser de 15 min o programable.
- El medidor debe permitir programar la relación o factor de transformación
- El medidor debe permitir manejar diferentes franjas horarias, para energía y demanda tanto activa como reactiva.
- Los medidores Clases 0,2S y 0,5S deben permitir ser programados (configurados) tanto local como remotamente
- El software de programación del medidor debe trabajar en ambiente gráfico (tipo Windows) y debe estar en idioma español o en inglés. El software debe permitir leer los datos del medidor y exportarlos a un archivo plano u hoja de cálculo.

11. DISPOSITIVOS DE SALIDA

11.1 REQUISITO APLICABLES A TODOS LOS MEDIDORES (ELECTROMECAÑICOS Y ESTÁTICOS)

Para medidores clases 1, 2 y 3 el registrador debe permitir tomar lecturas con mínimo cinco dígitos enteros y dos dígitos decimales (resolución 0,01) y para medidores clases 0,2S y 0,5S el registrador debe permitir tomar lecturas con mínimo cinco dígitos enteros y tres dígitos decimales (resolución 0,001).

11.2 REQUISITOS APLICABLES A TODOS LOS MEDIDORES ESTÁTICOS

Para la verificación y calibración, el medidor debe contar con dispositivos de salida (ópticos y/o eléctricos) para energía activa y reactiva cuando aplique. Estos dispositivos de salida preferiblemente deberían ser independientes; uno para energía activa y otro para energía reactiva.

11.3 REQUISITOS APLICABLE A LOS MEDIDORES MULTIFUNCIÓN

El medidor debe disponer de herramientas de visualización en display y/o a través de software que indiquen estado de conexión, alimentación del medidor, diagnósticos de estado y otros.

11.4 REQUISITOS APLICABLES A LOS MEDIDORES CON MULTIFUNCIÓN CON FUNCIONALIDAD ADICIONAL

Para las comunicaciones, el medidor debe tener disponibilidad de utilizar al menos una de las siguientes formas:

- Puerto óptico,
- Puerto RS 232,
- Puerto RS 485,

- Lazo de corriente,
- MODEM.

12. INTERCAMBIO DE DATOS

Los elementos de comunicación asociados a los medidores de energía multifunción con funcionalidad adicional deben cumplir, donde aplique, con los requerimientos de las normas técnicas vigentes IEC de la serie 62056 o con las respectivas normas técnicas vigentes ANSI. Al momento de la publicación de la presente norma se encuentran vigentes las siguientes normas técnicas:

- IEC 62056-21:2002, *Electricity Metering – Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control – Part 21: Direct Local Data Exchange.*
- IEC 62056-31:1999, *Electricity Metering – Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control – Part 31: Use of Local Areas Networks on Twisted Pair with Carrier Signalling.*
- IEC 62056-41:1998, *Electricity Metering – Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control – Part 41: Data Exchange Using Wide Area Networks: Public Switched Telephone Network (PSTN) with LINK + Protocol.*
- IEC 62056-42:2002, *Electricity Metering – Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control – Part 42: Physical Layer Services and Procedures for Connection-Oriented Asynchronous Data Exchange.*
- IEC 62056-46:2002, *Electricity Metering – Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control – Part 46: Data Link Layer using HDLC Protocol.*
- IEC 62056-51:1998, *Electricity Metering – Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control – Part 51: Application Layer Protocols Management Distribution Line Message Specifications (DLMS) Server.*
- IEC 62056-52:1998, *Electricity Metering – Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control – Part 52: Communications Protocols.*
- IEC 62056-53:2002, *Electricity Metering – Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control – Part 53: COSEM Application Layer.*
- IEC 62056-61:2002, *Electricity metering – Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control – Part 61: Object Identification System (OBIS)*
- IEC 62056-62:2002, *Electricity Metering – Data Exchange for Meter Reading, Tariff and Load Control – Part 62: Interface Classes.*
- ANSI C12.18, *Protocol Specification for ANSI Type 2 Optical Port*
- ANSI C12.19, *Utility Industry end Device Data Tables*
- ANSI C12.21, *Protocol Specification For Telephone Modem Communication*

Los medidores de energía prepago deben cumplir con los requerimientos de las normas IEC de la serie 62055.